GEOLOGICAL SURVEY OF CANADA
COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA

PAPER 88-19

PETROLEUM RESOURCES OF THE SCOTIAN SHELF

J.A. Wade, G.R. Campbell,
R.M. Procter and G.C. Taylor

1989

Canada

THE ENERGY OF OUR RESOURCES

THE POWER OF OUR IDEAS

GEOLOGICAL SURVEY OF CANADA

PAPER 88-19

PETROLEUM RESOURCES OF THE SCOTIAN SHELF

J.A. Wade, G.R. Campbell,

R.M. Procter and G.C. Taylor

1989

90-01146/

©Minister of Supply and Services Canada 1989

Available in Canada through
authorized book store agents
and other book stores

or by mail from

Canadian Government Publishing Centre
Supply and Services Canada
Hull, Quebec, Canada K1A 0S9

and from

Geological Survey of Canada
601 Booth Street
Ottawa, Canada K1A 0E8

and

Institute of Sedimentary and Petroleum Geology
Geological Survey of Canada
3303 - 33rd Street, N.W.
Calgary, Alberta T2L 2A7

A deposit copy of this publication is also available
for reference in public libraries across Canada

Cat. No. M44-88/19E
ISBN 0-660-55066-0

Price subject to change without notice

Scientific Editor

Peter Fitzgerald-Moore

Production manager

J.W. Thomson

Layout and artwork by

D.J. Walter
D.A. Lemay

Typesetting supervised by

P.L. Greener

Cartography and Word Processing units

Institute of Sedimentary and Petroleum Geology

Authors' addresses

J.A. Wade
Atlantic Geoscience Centre
Bedford Institute of Oceanography
P.O. Box 1006
Dartmouth, Nova Scotia B2Y 4A2

G.R. Campbell
Resource Evaluation Branch
Canadian Oil and Gas, Lands Administration
Tower B, 355 River Road 14th Floor
Vanier, Ontario K1A 0E4

R.M. Procter, and G.C. Taylor
Institute of Sedimentary and Petroleum Geology
Geological Survey of Canada
3303 - 33rd Street, N.W.
Calgary, Alberta T2L 2A7

CONTENTS

Abstract 1
Introduction 1
Exploration History 3
Regional Geology 7
Petroleum Geology 15
Estimates of Gas and Oil Resources 23
Summary 25
References 26

ILLUSTRATIONS

Figures

1. Summary map of land holdings — Scotian Shelf 3
2. Seismic activity — Scotian Shelf 4
3. Well locations — Scotian Shelf (updated to 1986) 5
4. Drilling activity — Scotian Shelf 6
5. Thickness of Mesozoic-Cenozoic sediments — Atlantic Continental Margin 7
6. Scotian Shelf assessment area 7
7. Sediment thickness and tectonic elements — Scotian Basin 7
8. Generalized stratigraphy — Scotian Shelf 8
9. Map showing relative position of North American and African plates prior to major rifting and subsequent spreading 9
10. Facies distribution — Abenaki and equivalent formations 10
11. Facies distribution — Missisauga Formation 11
12. Time-Temperature Index of maturity versus vitrinite reflectance (R_o) 12
13. Depth (in metres) to R_o 0.70% approximate top, zone of peak hydrocarbon generation 13
14. Depth (in metres) to R_o 1.30% approximate base, zone of peak hydrocarbon generation 13
15. Significant discoveries — Sable Island and adjacent area 15
16. Significant discoveries and delineation drilling — Scotian Shelf 15
17. Salt diapir intruding Jurassic-Cretaceous sediments 16
18. N-S cross-section, Thebaud Prospect along seismic line G-351 (Mobil, 1973) 16
19. Venture Prospect stratigraphic cross-section showing correlation of individual sandstones 17
20. Venture structure, seismic depth map 18
21. Play types — Scotian Shelf 20
22. Area with abnormal subsurface pressure 21
23. Venture pressure plot 22
24. Ranked pool array of predicted pools for the Venture overpressure play, Scotian Shelf, East Coast, Canada 22

Tables

I. Scotian Shelf history of seismic exploration 4
II. Scotian Shelf drilling history 6
III. Scotian Shelf exploration summary 19
IV. Oil and gas resources of the Scotian Shelf (potential plus discovered resources) 23
V. Scotian Shelf gas pools 24

PETROLEUM RESOURCES OF THE SCOTIAN SHELF

Abstract

From the inception of petroleum exploration in 1959 through the end of 1983, a total of 62 wildcat wells have been drilled on the Scotian Shelf. This activity has resulted in 13 significant discoveries with resources totalling 117 x 10^9 m^3 gas and 14.5 x 10^6 m^3 liquid hydrocarbons. This paper summarizes the history of exploration for gas and oil on the Scotian Shelf and provides details on the discoveries. It reviews the regional and petroleum geology and describes a set of play data used to develop an assessment of the ultimate recoverable hydrocarbon resource potential of the area. Finally, it casts the expected resource endowment in terms of a series of pool sizes which, if discovered, could support a viable offshore development.

INTRODUCTION

Foreword

Estimates of oil and gas resources of various regions of Canada are prepared periodically by the Geological Survey of Canada, in cooperation with geologists and geophysicists of the Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA). The estimates are prepared using a probability method, developed by the Petroleum Resource Appraisal Secretariat of the GSC, in which each of the individual exploration plays of a region is assessed for gas and oil resources. The method incorporates both objective data derived from exploration drilling, geophysics, and various forms of mapping, and the subjective opinion of informed experts. This systematic approach to the evaluation of Canada's resources has been used since 1973. The last series of estimates for the Scotian Shelf region was prepared in 1978. The estimates which are the subject of the present report were prepared during 1983 using a modified procedure, which is described below.

In the early years of the assessment activity, the primary focus was on the preparation of a gross estimate of the total resources of a region. A small number of people (six to nine) were able to gather sufficient data and opinion for the evaluation. The evaluation process, which at first was limited to an estimate of resource abundance, has, over the years, expanded to include the preparation of data required for economic analysis and supply projection. In addition, the number of plays has increased. Thus the need was recognized for an improved method of developing the geological foundation upon which the estimates are based.

The decision was taken to restructure components of the Geological Survey of Canada into basin study groups and to make better use of outside expertise such as exists in COGLA. A basin study group is asked to integrate all the geological, geophysical and geochemical information and to reconstruct the geological development of the basin. In doing so, they create sedimentological, structural, stratigraphic and geochemical models, which are the basis of exploration plays. With the assistance of the Petroleum Resource Appraisal Secretariat, plays are defined and members of the basin study group are requested to compile data on the reservoir characteristics appropriate for each play from which preliminary estimates are prepared.

For each major resource evaluation, a Petroleum Resource Evaluation Committee is nominated by the Secretariat. This committee is responsible for approving the original play definitions and for reaching consensus on the input data before final estimates are prepared. The basin study group provides a review of exploration history and all relevant geology, geophysics and geochemistry to the evaluation committee. These data become the focus of questions aimed at testing the degree to which the preliminary estimates actually reflect the fundamental geology presented, as well as the determination of the appropriate level of confidence attached to the values of each variable. Eventually, consensus is reached by the committee, which takes responsibility for the final estimates such as those contained in the present report.

Acknowledgments

The authors acknowledge the extensive contributions to this assessment in the fields of biostratigraphy, lithostratigraphy, geochemistry and geomathematics by colleagues in the Geological Survey of Canada in offices at Dartmouth, Nova Scotia and Calgary, Alberta. L.P. Purcell (Husky Oil Operations Ltd.), and D.F. Sherwin (Canada Oil and Gas Lands Administration, Ottawa) are thanked for critical review of the manuscript.

Scope of Evaluation

In this report, the focus is on a re-evaluation of the gas and oil resources contained within the Mesozoic sediments of the Scotian Shelf. In 1978, estimates were prepared for six petroleum plays. Since that time, additional data resulting from exploratory drilling, seismic exploration and studies in geochemistry have been added to the data base. Also, the recognition of the gas potential in overpressured reservoirs has resulted in the addition of a seventh play. In view of the important discovered resources in the overpressure play, at pools such as Venture, as well as the need to provide better definition of pool sizes and reservoir characteristics for cost and supply analyses, the basin study group was asked to undertake the detailed studies summarized in this report.

Statistical information contained in this report includes activity up to December 31, 1983. Estimates of discovered resources are based on data available to the same date.

EXPLORATION HISTORY

This section consists of a summary of land holdings, geophysical activity and drilling activity to the end of 1983, and concludes with a summary of projected drilling activity in the Scotian Shelf region.

Land Holdings

Federal exploratory permits were first issued on July 15, 1960 when Mobil Oil Canada, Ltd. acquired the rights to a 461 x 10^3 ha block on and surrounding Sable Island. In 1963 and 1964, Shell obtained the rights to large blocks distributed over the Scotian Shelf, and in 1968 and 1969 acquired permits over portions of the continental slope. The total area held under permit reached a maximum of more than 34 x 10^6 ha in 1971 (Fig. 1). Large areas were subsequently released due to discouraging exploration results in those parts of the shelf nearest to Nova Scotia, and also due to operational considerations in the deep water of the slope areas. As of December 31, 1983, approximately 9.1 x 10^6 ha (Fig. 1) were held under 28 exploration agreements ("E.A."), some of which were still under negotiation. Interest holders were Mobil, with blocks at Sable, South Sable and Banquereau; Shell, with seven exploration agreements on the shelf and six E.A.s on the slope; Petro-Canada/Husky-Bow Valley, with four E.A.s on the north flank of the Abenaki Subbasin and on the Canso Ridge; and others including Petro-Canada, Dome-Inco, Durham-Scotia Energy, Texaco and Canadian Superior, with small individual blocks. The total lands held will gradually decrease by at least 50% as the relinquishment process, required under the exploration agreements, is carried out.

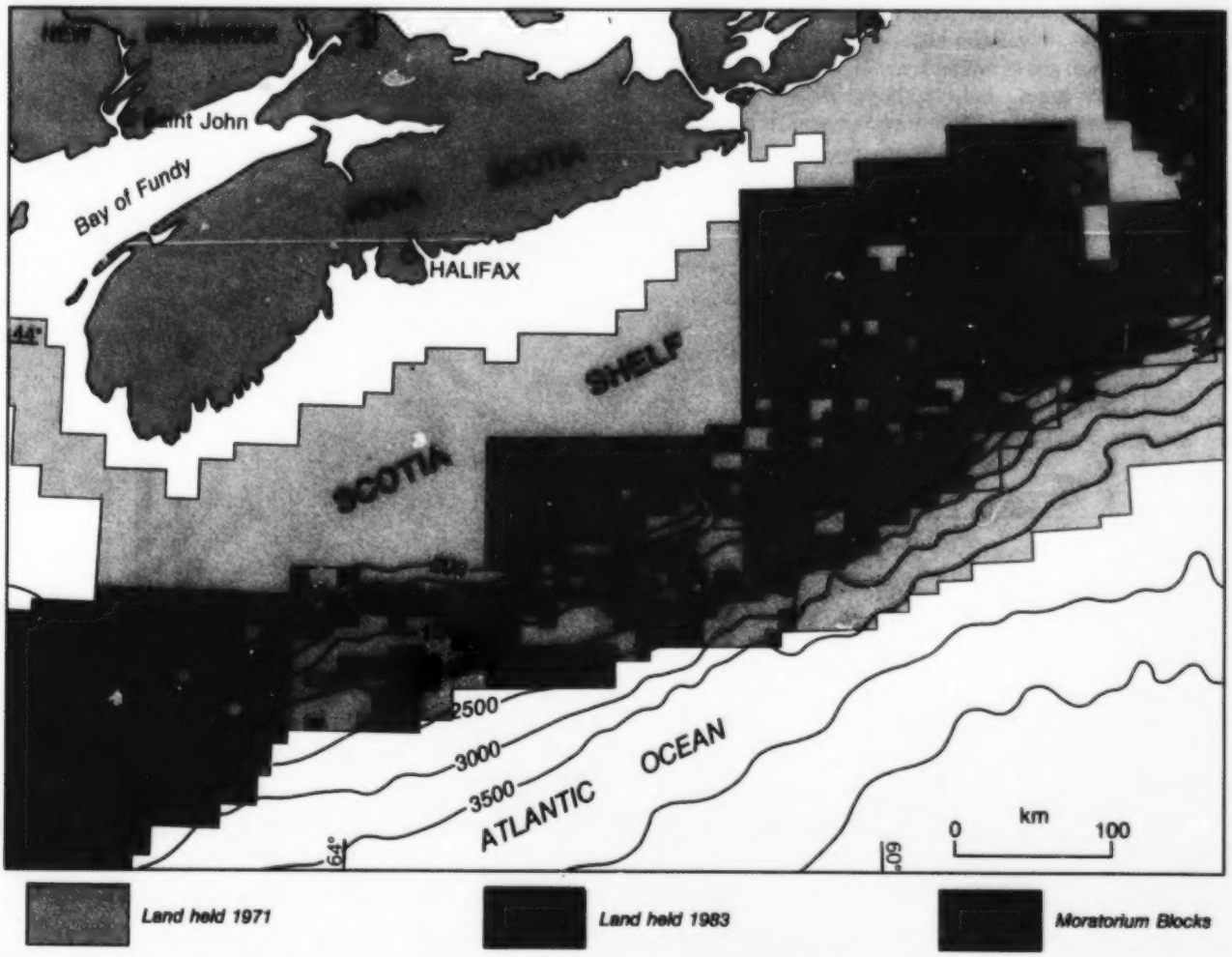


Figure 1. Summary map of land holdings — Scotian Shelf

Seismic Exploration

Exploration for oil and gas on the Scotian Shelf commenced with an aeromagnetic survey by Mobil in the vicinity of Sable Island in 1959. Since then, geophysical surveys and drilling have been conducted throughout the area.

Seismic reflection has been the major geophysical exploration tool. To December 31, 1983, 245 x 10^3 km of seismic data were acquired, at a cost of nearly 137 million dollars. The greatest concentration of data is in a large area around Sable Island. Two major phases of seismic acquisition are apparent on Figure 2 and Table 1. During the first phase, from 1968 to 1975, 135 x 10^3 km were acquired as the major landholders (Shell and Mobil) actively explored their land blocks. Following a period of low activity between 1975 to 1980, due primarily to discouraging results from the corresponding initial phase of drilling, the second phase of seismic exploration commenced. This second phase resulted from the work obligations negotiated in new exploration agreements, cash grants available under the federal Petroleum Incentives Program and, perhaps most importantly, significant discoveries at Venture and adjacent structures. In fact, the kilometrage of seismic acquired in both 1982 and 1983 was the largest on record, exceeding the previous maximum of 29 x 10^3 km set in 1970 (Table 1).

TABLE I

SCOTIAN SHELF
HISTORY OF SEISMIC EXPLORATION

Year	Reflection Kilometres Annual	Reflection Kilometres Cumulative	Reflection Cost in $ Annual	Reflection Cost in $ Cumulative
1960	1 324	1 324	236 000	236 000
1961	0	1 324	0	236 000
1962	0	1 324	0	236 000
1963	1 326	2 650	329 612	565 612
1964	4 653	7 303	1 524 833	2 090 445
1965	1 002	8 305	425 567	2 516 012
1966	4 658	12 963	1 425 578	3 941 590
1967	1 002	8 305	25 308	3 966 898
1968	7 700	21 368	2 938 657	6 905 555
1969	19 942	41 310	5 373 684	12 279 239
1970	28 627	69 937	7 676 426	19 955 665
1971	22 364	92 301	5 297 263	25 252 928
1972	25 872	118 173	5 190 784	30 443 712
1973	10 130	128 303	3 284 386	33 648 098
1974	5 358	133 661	1 005 777	34 653 875
1975	14 637	148 298	2 790 531	37 444 406
1976	2 110	150 408	1 100 612	38 545 018
1977	654	151 062	414 430	38 959 448
1978	2 103	153 165	2 227 689	41 187 137
1979	1 262	154 427	841 000	42 028 137
1980	4 767	159 194	4 276 000	46 304 137
1981	16 053	175 247	15 053 455	61 357 592
1982	35 923	211 170	41 815 716	103 173 308
1983	33 533	244 703	33 533 000	136 706 308

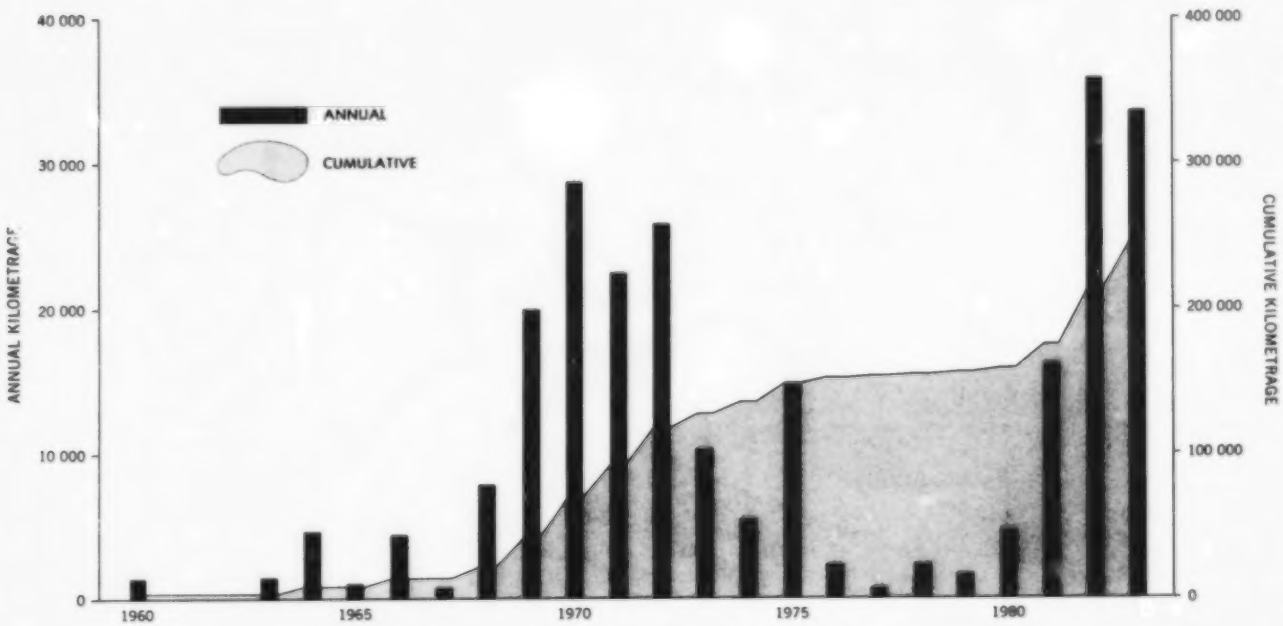


Figure 2. Seismic activity — Scotian Shelf

Drilling

To December 31, 1983 a total of 85 wells, consisting of 62 wildcats and 23 delineation wells, had been drilled in the Scotian Shelf-Slope region (Fig. 3). In addition, three wildcats were being drilled and one delineation well was being tested on that date. The cost of this drilling activity now exceeds one billion dollars.

Drilling activity on the Scotian Shelf commenced in 1967 with the Mobil Sable Island C-67 well. This 4604 m stratigraphic test, located on the north shore near the middle of Sable Island, penetrated a thick section of sedimentary rock and indicated the existence of a major clastic depocentre with oil and gas potential. As a matter of interest, C-67 encountered an overpressured clastic section with oil and gas shows, near total depth, which is now thought to be the stratigraphic equivalent of a portion of the pay section subsequently discovered at Venture.

Exploration drilling on the Scotian Shelf included two periods with high levels of activity (Fig. 4, Table II) analogous to the peaks of seismic data acquisition. (It should be noted that annual drilling statistics include all wells with rig release dates within a given year.) Between 1969 and 1974 inclusive, the major operators (principally Shell and Mobil) drilled 39 wildcat wells on prospects located throughout the Scotian Shelf, resulting in seven significant but non-commercial discoveries. During the following four years only seven wildcats were completed with no significant discoveries.

In 1979, renewed interest in the area was stimulated by Mobil's Venture gas and condensate discovery, which confirmed the presence of the deep overpressured play. Three successful delineation wells were completed and a fourth was being tested at the end of 1983. Subsequently, four prospects adjacent to Venture have been drilled, three being classed as discoveries.

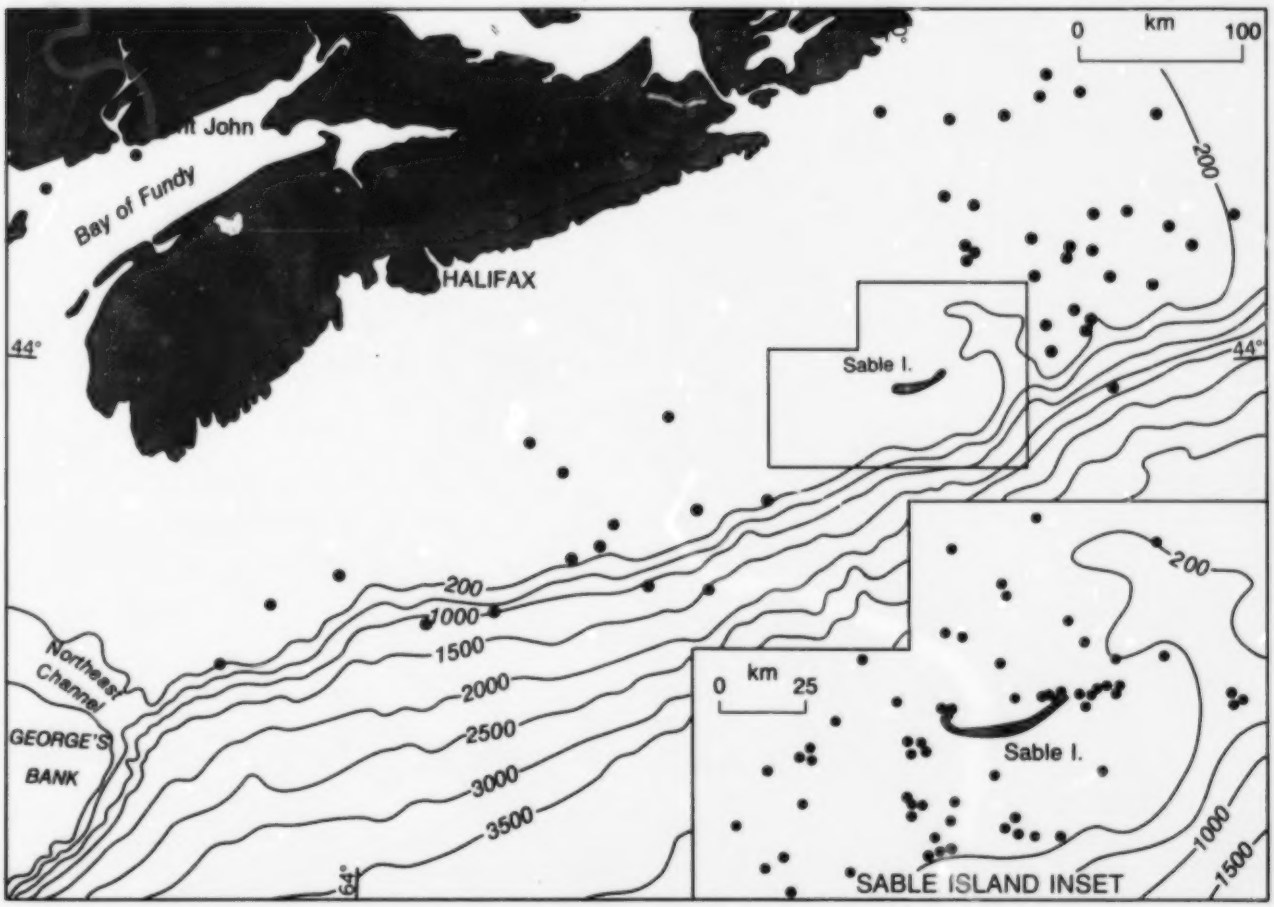


Figure 3. Well locations — Scotian Shelf (updated to 1986)

In 1982, Shell renewed exploration on their land block, by then renegotiated into 13 exploration agreements distributed over the Scotian Shelf and Slope. Two wildcats were completed in 1983 and two wells, Uniacke G-72 and Alma F-67, were being drilled at the end of 1983.

Petro-Canada drilled three wells on their Banquereau block east of Sable Island in 1982. West of Sable Island, Husky-Bow Valley had reached total depth at their Glooscap C-63 wildcat by the end of 1983 (Fig. 3).

As shown in Table II, the peaks in drilling activity to date occurred in 1971 and 1983.

Future Exploration Activity

As the graphs on drilling and seismic activity indicate, exploration on the Scotian Shelf and Slope was at record levels at the end of 1983. A forecast of projected drilling activity has been prepared, based upon both existing and anticipated future exploration agreements and judgements of possible results from drilling. This forecast indicates that activity will remain near present levels over the next two to three years but will probably decline to as few as five wildcats by 1986. As in the past, it is expected that most of this activity will be concentrated in the vicinity of Sable Island.

TABLE II

SCOTIAN SHELF DRILLING HISTORY

Year	Wildcat Wells	Metres Drilled	Delineation Wells	Metres Drilled	Total Metrage	Cumulative Metrage
1967	1	4604	0	0	4604	4604
1968	0	0	0	0	0	4604
1969	1	3988	0	0	3988	8592
1970	10	30855	2	8099	38954	47546
1971	11	34244	3	12130	46374	93920
1972	5	18920	3	9996	28916	122836
1973	4	17047	6	19301	36348	159184
1974	8	24019	0	0	24019	183203
1975	2	6878	0	0	6878	190081
1976	3	10741	2	7019	17760	207841
1977	1	4298	1	3442	7740	215581
1978	3	14827	2	6553	21380	236961
1979	1	4945	0	0	4945	241906
1980	0	0	0	0	0	241906
1981	0	0	1	5368	5368	247274
1982	4	22419	1	5872	28291	275565
1983	7	37703	1	5960	43663	319228

*1983 Statistics do not include metrage of the 3 wells that were being drilled on Dec. 31, 1983

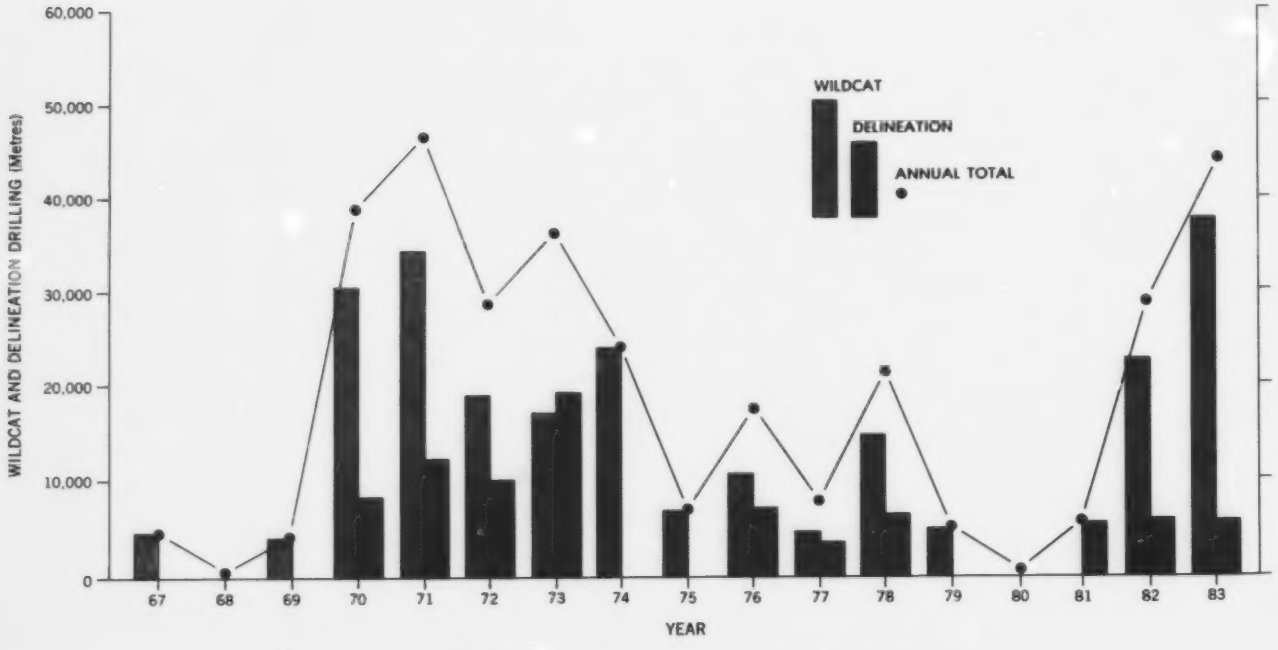


Figure 4. Drilling activity — Scotian Shelf

REGIONAL GEOLOGY

Introduction

The Scotian Basin is one of a series of sedimentary depocentres that occur along the eastern margin of Canada (Fig. 5). These formed during the Mesozoic and Cenozoic eras during the process of the breakup of Pangea into the North American, African and European plates (Jansa and Wade, 1975).

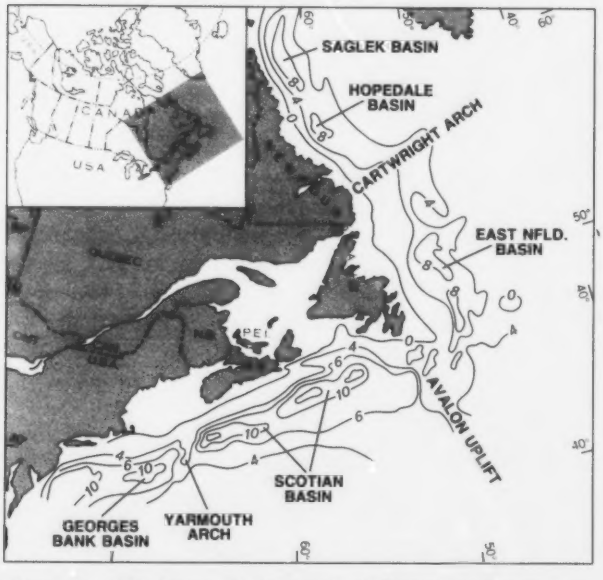


Figure 5. Thickness of Mesozoic-Cenozoic sediments — Atlantic Continental Margin

The Scotian Shelf assessment area includes that part of the Scotian Basin extending from the midline of the Northeast Channel to the midline of the Laurentian Channel, and from the edge of sediments to the 1500 m isobath (Fig. 6). The area is entirely offshore and encloses about 130 x 10^3 km^2.

Structural Elements

The Scotian Basin onlaps the southeastern flank of the Appalachian Orogen and is seen from the thickness of sediment and basement configuration to contain a number of tectonic elements (Fig. 7). The Yarmouth Arch, LaHave Platform and Canso Ridge are stable elements that formed the northwestern margin of the basin during its early development. The depth to basement in these areas is generally less than 4 km. A major basement hinge zone

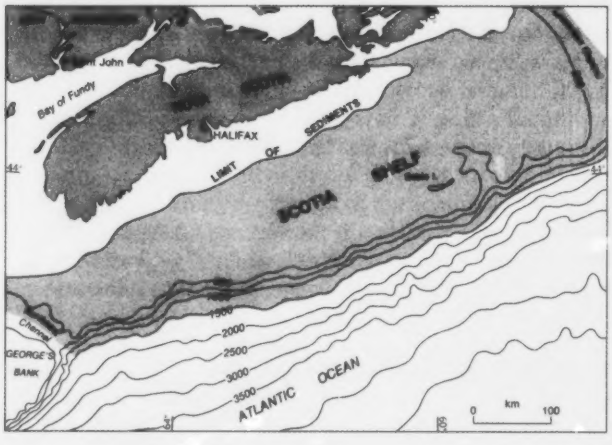
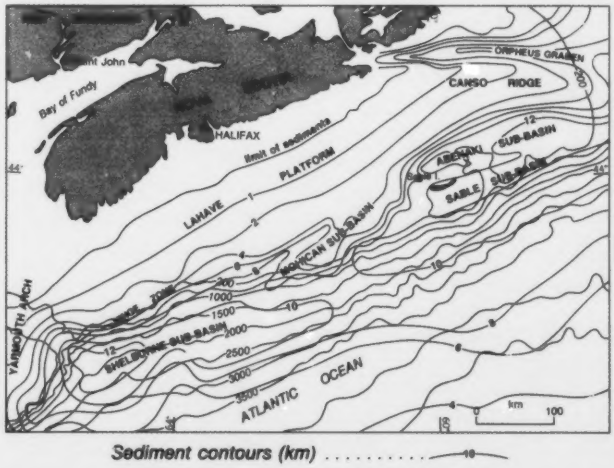


Figure 6. Scotian Shelf assessment area

separates the more stable elements from the main centres of deposition located beneath the outer shelf and continental slope. Three main centres of deposition have been outlined. From west to east these are designated the Shelburne, Sable, and Abenaki subbasins. In these areas, prolonged active subsidence has resulted in the accumulation of more than 10 km of sedimentary strata. In addition, there are two other areas with thick early sedimentation. These have been named the Mohican Subbasin and the Orpheus Graben. The thickest sedimentary section within the assessment area is in the Sable Subbasin, where more than 12 km of strata may occur (Fig. 7).



Sediment contours (km) 10

Figure 7. Sediment thickness and tectonic elements — Scotian Basin

Geological History

The geology of the Scotian Basin is best explained within the framework of plate tectonics. The mechanisms involved in continental breakup are not fully understood but are commonly ascribed to crustal stretching followed by uplift due to thermal activity in the upper mantle, which causes additional rifting. This is followed by erosion, cooling and eventual collapse of the affected area.

In the early part of the Mesozoic Era (approximately 230 Ma), the Nova Scotia-Newfoundland area was located within the super-continent Pangea, probably just north of the paleoequator and west of the Tethyan Sea. At that time a thermal uplift, dissected by a rift valley system, included parts of North America, Africa and western Europe. Adjacent to the rift valley system ancillary grabens were formed, some of which occur on and adjacent to the present-day Scotian Shelf area.

The first sediments deposited in the grabens were red continental sands and muds laid down in fluvial and lacustrine environments. Local evaporitic facies may also have been deposited at this time. These sediments are designated the Eurydice Formation (Fig. 8). The earliest formed grabens, now deeply buried, have yet to be sampled

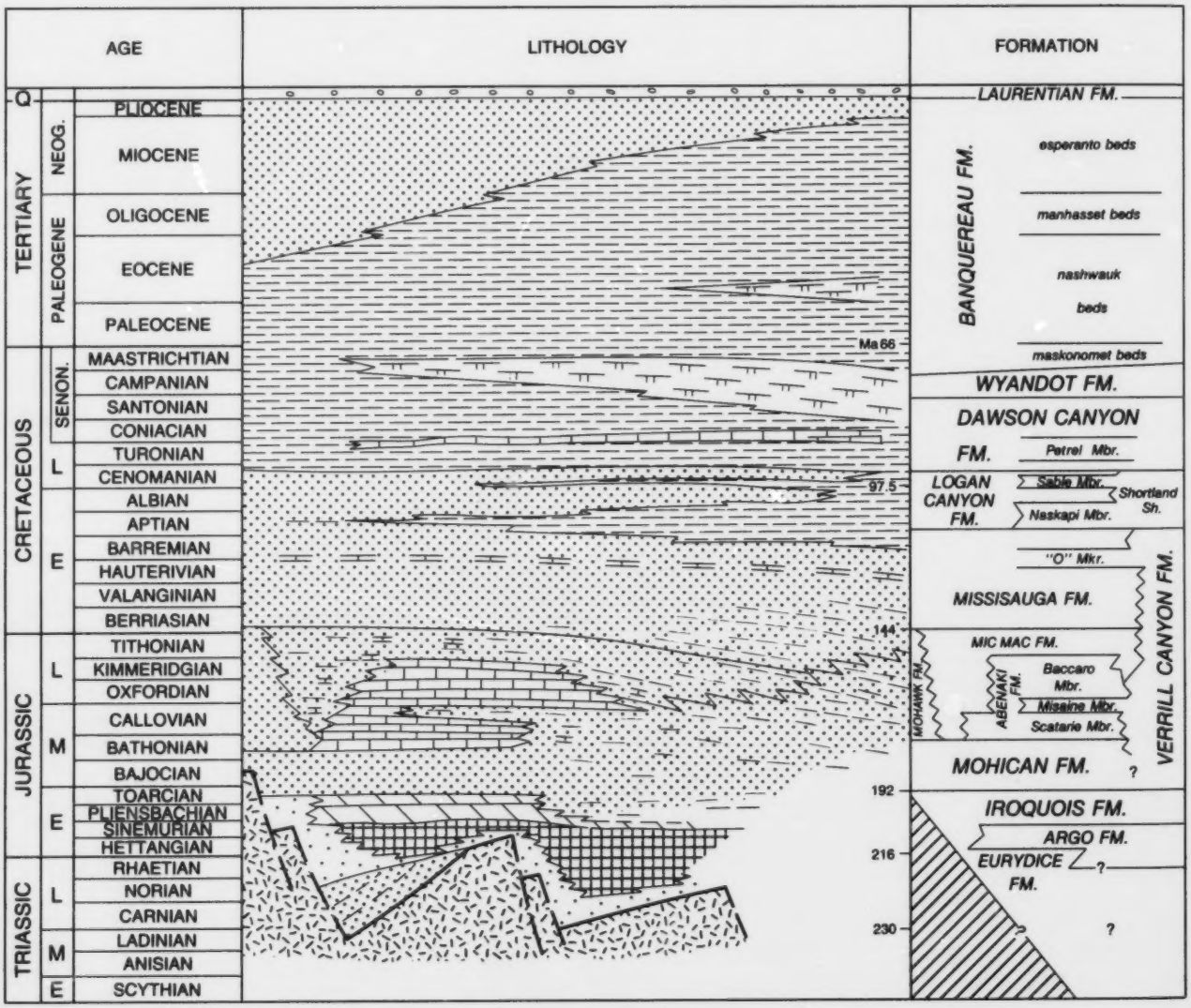


Figure 8. Generalized stratigraphy — Scotian Shelf

and hence their age is unknown. Some of the later ones, higher on the margin, have yielded limited fossil material that indicates a Late Triassic-Early Jurassic age for the red beds. The thickness of these red beds in many of the latter grabens is in excess of 3 km.

As the thermal anomaly dissipated, there was general subsidence of the region and an influx of saline water from the Tethys into the grabens. This, in conjunction with the arid continental conditions, led to the deposition of extensive evaporites — the Argo Formation (Fig. 8). Initially, in the Late Triassic, Argo salt deposition was limited to early grabens in the area south of the hinge zone. Later, with continuing subsidence, many of these grabens were filled and, by the Early Jurassic, the salt deposits were more widespread. Maximum thickness of salt may exceed 3 km.

The Argo Formation is overlain by a dolostone sequence, the Iroquois Formation, which indicates a transition to more normal saline conditions as the proto-Atlantic Ocean developed. The Iroquois Formation is up to 580 m thick in wells. This dolomite facies appears to be localized along the high side of the hinge zone reflecting a change from shallow to deeper water.

Continental clastics of the Mohican Formation, which envelope the Iroquois carbonate, are interpreted as having been deposited at the time when sea floor spreading began between the North American and African plates. The incipient spreading centre was probably within the initial rift valley system with a major transform fault along the western margin of the Grand Banks (Fig. 9). Prior to spreading, deposition had been in local grabens, but after spreading began it took place in a widening and deepening epicontinental sea.

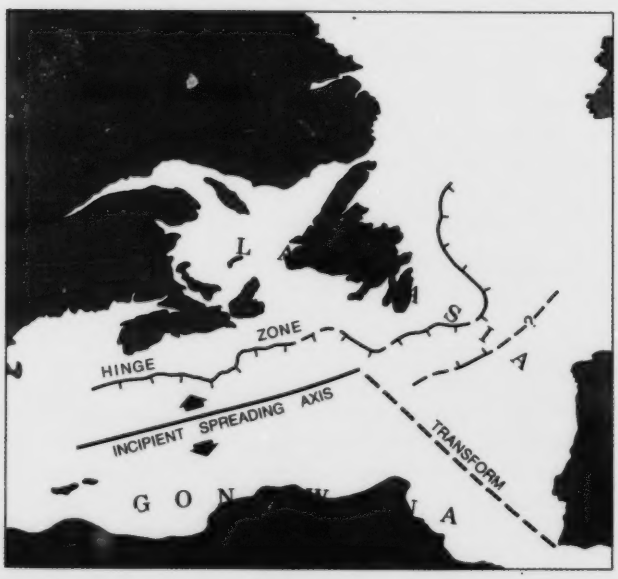


Figure 9. Map showing relative position of North American and African plates prior to major rifting and subsequent spreading

With the onset of sea floor spreading, a normal marine regime was quickly established and a complex set of facies was deposited along the margin of the Scotian Basin, during the Middle and Late Jurassic (Fig. 10). Most prominent is the Abenaki Formation carbonate bank complex that developed along the outer part of the LaHave Platform. This is flanked landward by the Mic Mac and Mohawk fine and coarse clastic facies. Seaward of the carbonate bank are marine shales of the Verrill Canyon Formation. East of the LaHave Platform, across a northerly trending hinge zone, the Abenaki Formation is less well developed and is, in part, replaced by clastics of the Mic Mac Formation. This change coincides with the transition to the Abenaki and Sable subbasins, and there is a corresponding increase in the thickness of these formations toward the east.

Toward the end of the Jurassic (approximately 150 Ma), in response to local downwarping, a small deltaic system developed within the Mic Mac Formation in the Sable Island area. By the end of the Jurassic, a widespread regression was underway due to tectonic adjustment and changes in regional sedimentary patterns related to the separation of the North American and European plates. This resulted in a much larger fluvial-deltaic system, the Missisauga Formation, that, in the Early Cretaceous, covered most of the eastern Scotian Shelf (Fig. 11). This Missisauga delta was fed by an extensive ancestral St. Lawrence drainage system. Across the stable platform and into the Abenaki Subbasin up to 1000 m of delta plain sediments were deposited. These consist mainly of thick, coarse grained sand bodies separated by relatively thin shale interbeds. A lower Missisauga delta front-prodelta sequence developed along the northern fringe of the Sable Subbasin in conjunction with a second stage of down-to-basin hinging. This is, in turn, overstepped by the more regressive delta plain facies in the upper part of the Missisauga Formation. The maximum thickness of these facies in the Sable Island area may exceed 2100 m.

On the LaHave Platform, a carbonate facies persisted into Early Cretaceous time. It is overlain and flanked landward by more typical Missisauga clastics, but thicknesses are generally less than 300 m. Both the carbonate and clastic facies pass rapidly basinward into shales of the Verrill Canyon Formation (Figs. 8, 11). The Missisauga Formation is overlain by another thick clastic sequence, the Logan Canyon Formation (Fig. 8). Although still deltaic in nature, the

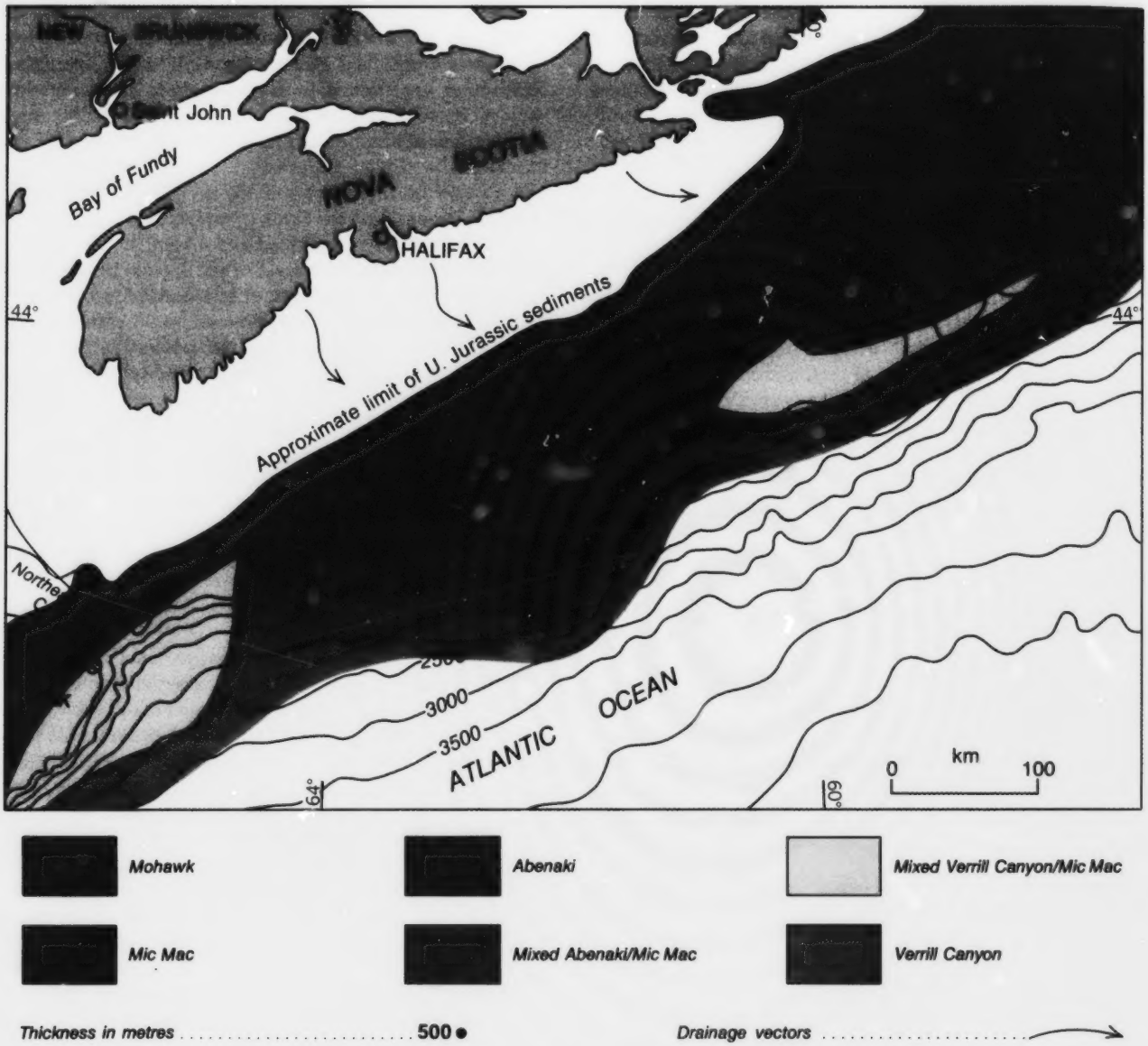


Figure 10. Facies distribution — Abenaki and equivalent formations

Logan Canyon marks the onset of a period of slow transgression that resulted in a progressive upward decrease in the thickness of individual sand beds, in the grain size within the beds, and in the sandstone to shale ratio. The thickness of the Logan Canyon Formation varies from 1600 m in the Sable Subbasin to 1000 m in the Abenaki Subbasin to 500 m on the LaHave Platform. The transgression, which started in the Logan Canyon Formation, continued during the Late Cretaceous with the deposition of the Dawson Canyon Formation. This marine shale facies occurs across most of the Scotian Shelf and is generally less than 300 m thick. The transgression culminated with the deposition of a chalk, the Wyandot Formation, about 84 Ma.

Tilting of the Scotian Shelf during the early Tertiary led to erosion and reworking of Cretaceous inner shelf facies and deposition of deep water facies beneath the outer shelf.

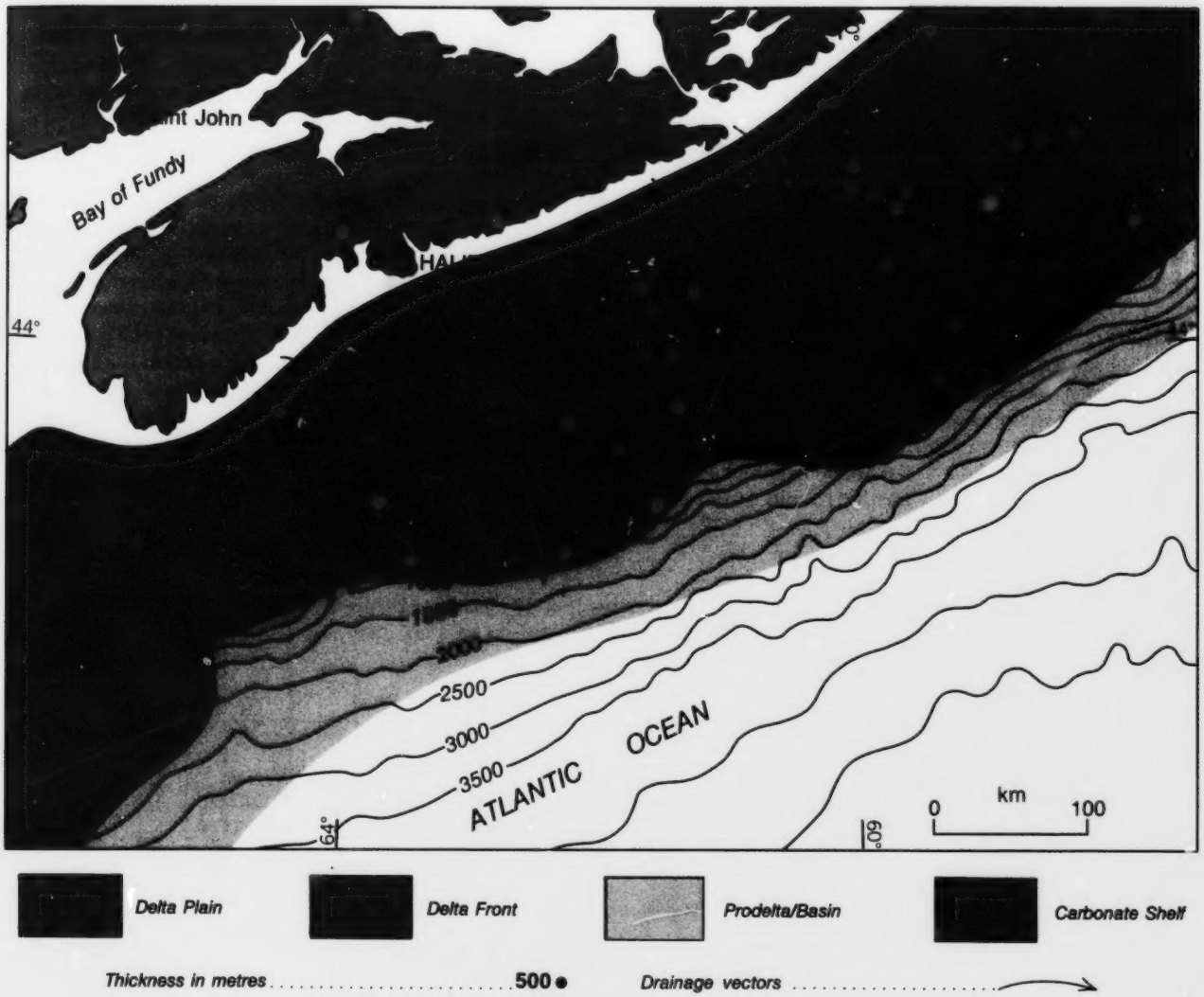


Figure 11. Facies distribution — Missisauga Formation

Subsequent regression and progradation in the late Tertiary and Quaternary constructed the present-day shelf. The thickness of post-Dawson Canyon Formation sequences is greatest along the outer shelf in the Sable Subbasin and locally may exceed 2000 m.

Geochemistry

Advances in petroleum geochemistry and organic matter maturation studies in the past few years have resulted in further clarification of the maturation and hydrocarbon generation cycle in the Scotian Shelf region. The hydrocarbon product formed is dependent on the organic matter type present and its thermal history. The predominant organic matter type in the mid-Cretaceous and older rocks is Type III (predominantly terrestrially derived). Hydrocarbon extract data suggest that the Verrill Canyon Formation is the source rock for most of the gas, condensate and oil discovered to date, with variations in product due to differences in organic matter and level of maturation (Powell, 1982).

The thermal history of the formations has been developed from a variety of indicators including geothermal gradient, thermal alteration index (TAI) (Barss et al., 1980), Time Temperature Index (TTI) (Waples, 1980), and vitrinite reflectance (R_O) (M.P. Avery, pers. comm., 1983). These data, in combination with extract and hydrocarbon occurrence data, allow prediction of the depth to onset of maturation as well as the top and base of the zone of peak generation or "oil window" (oil window in this area is a misnomer since the product of the Scotian Shelf Type III organic matter is predominantly gas and condensate).

Figure 12 illustrates these data for the Venture field in the Sable Subbasin and is considered typical for the Sable Island area. It shows that peak generation occurs within the lower part of the Missisauga Formation and that the transition to overmaturity occurs within the Mic Mac Formation (the apparent offset in R_O data below about 5500 m may be due to faulting). It also indicates relatively rapid deposition of the Logan Canyon, Missisauga and Mic Mac formations and present-day temperatures at depth in excess of 170°C. Drilling results have confirmed the predicted gas and condensate products from the source rocks and their occurrence within the zone of peak generation.

Based on these data, the depth to different levels of maturation or the maturation variations on a given stratigraphic horizon can be mapped (Nantars, 1983). Figures 13 and 14 illustrate the mapped depths to R_O values of 0.7% and 1.3% which, for the assessment area, approximate the top and base of the zone of peak generation. From these figures it can be seen that much of the Sable and Abenaki subbasins is underlain by the zone of peak generation, whereas approximately half the area, i.e. the LaHave Platform-Canso Ridge, is thermally immature to basement. However, reservoirs in these latter areas are still accessible to hydrocarbons migrating up out of the basin.

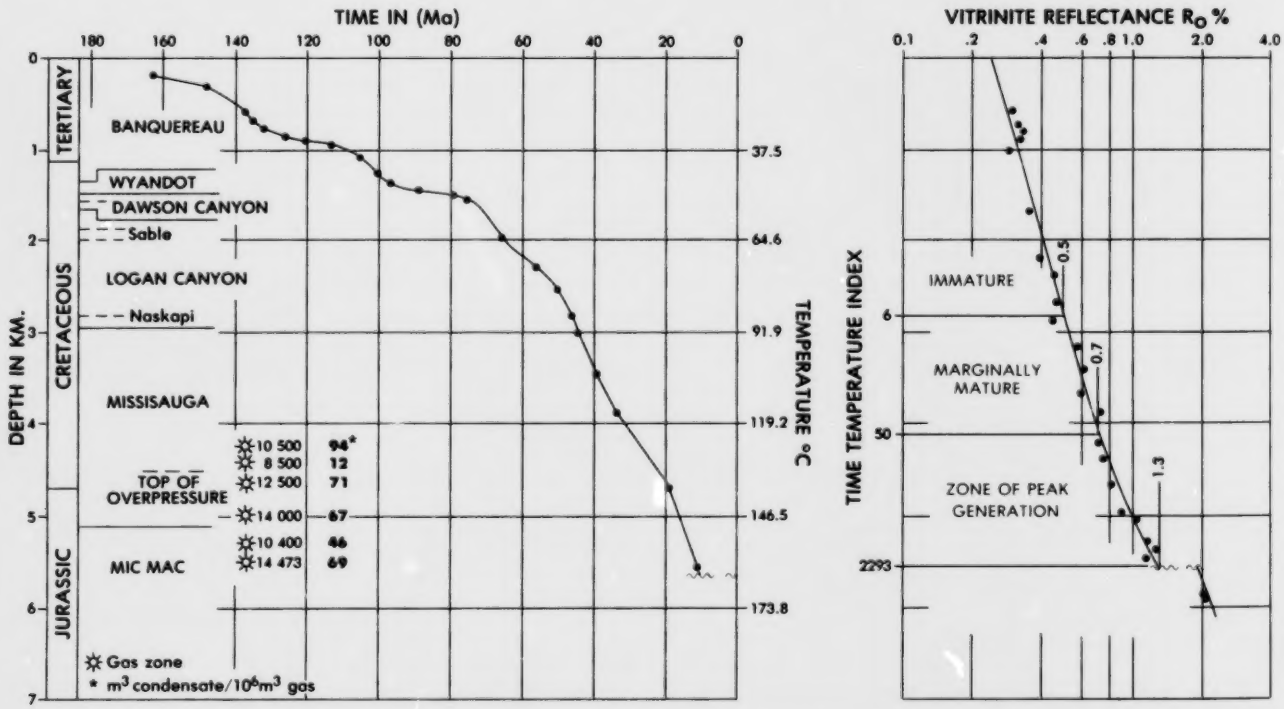
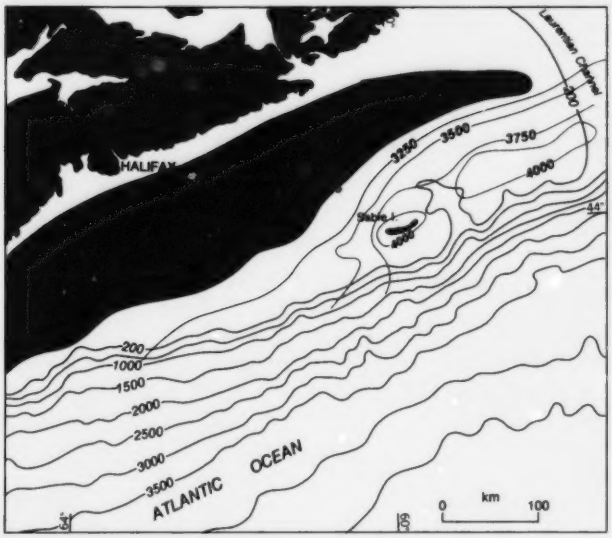


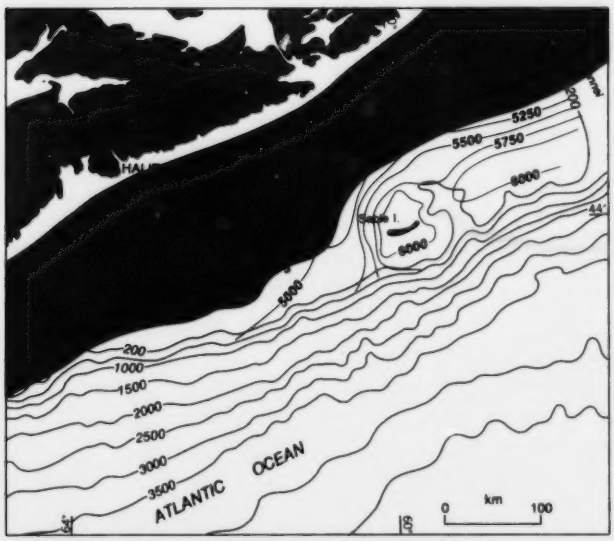
Figure 12. Time-Temperature Index of maturity versus vitrinite reflectance (R_O)



Depth to top (R_O 0.70%), zone of peak hydrocarbon generation (after Natais, 1983) 4000

Depth to basement (km) 3

Figure 13. Depth (in metres) to R_O 0.70% approximate top, zone of peak hydrocarbon generation



Depth to base (R_O 1.30%), zone of peak hydrocarbon generation (after Natais, 1983) 5000

Depth to basement (km) 5

Figure 14. Depth (in metres) to R_O 1.30% approximate base, zone of peak hydrocarbon generation

A variety of structural styles occurs within the assessment area. These include salt diapirs, salt pillows and rollover anticlines associated with growth faults. Others are basement-related structures and compaction features associated with basement or the Abenaki carbonate bank. A variety of stratigraphic traps may be expected, including sand lenses, porosity pinchouts within the Abenaki, and occasional erosionally truncated zones.

Beds of reservoir quality occur in several formations on the Scotian Shelf. The major fluvial-deltaic clastic sequences of the Logan Canyon, Missisauga and Mic Mac formations constitute the most important reservoir units containing literally hundreds of relatively clean porous sandstone beds separated by shale beds. Porosities range up to more than 30% with averages of 16 to 18%. Measured permeabilities in excess of 100 mD are not uncommon. Secondary reservoirs include Mohican and Eurydice Formation sandstones as well as carbonates in the Iroquois, Abenaki and Wyandot formations. Abnormally pressured reservoirs have been encountered in the Missisauga and Mic Mac formations in the Sable Island area.

Significant Discoveries

A total of 13 significant discoveries had been made to December 31, 1983. All are in the Sable Subbasin and most are located in the vicinity of Sable Island (Fig. 15). The discoveries are tabulated chronologically in Figure 16. In addition, lesser amounts of pooled hydrocarbon, which are considered only shows, were discovered in six wells.

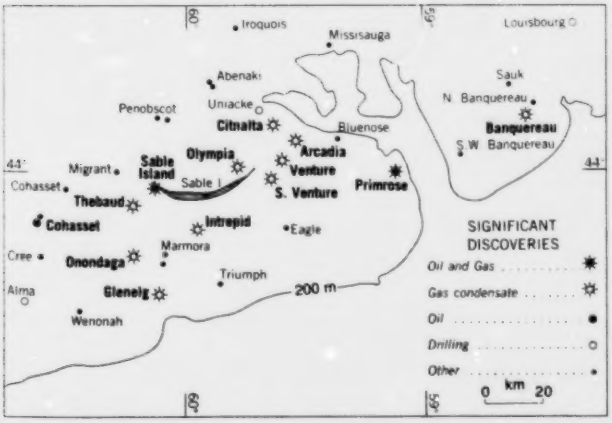


Figure 15. Significant discoveries — Sable Island and adjacent area

PROSPECT	YEAR													
	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83
ONONDAGA	☼	☼	✧					☼							
WEST SABLE			✸	☼	✸										
				✸	✸										
				✸	✸										
					☼										
PRIMROSE				✸	☼										
					☼										
THEBAUD				☼						☼					
COHASSET					●					✧					
CITNALTA						☼									
INTREPID						☼									
VENTURE											☼		☼	☼	☼
BANQUEREAU														☼	
S. VENTURE														☼	
OLYMPIA														☼	
ARCADIA															☼
GLENELG															☼

Gas well, (discovery, show) ☼ ☼ Oil well, (discovery) ●
Gas and Oil ✸ Dry ✧

Figure 16. Significant discoveries and delineation drilling — Scotian Shelf

The first three significant discoveries, Shell's Onondaga (1969), Mobil's West Sable (1971), and Shell's Primrose (1972), are each on structures created by salt diapirism and readily apparent on the older seismic data (Fig. 17). Delineation drilling on each structure proved to be disappointing, as all delineation wells found less net pay than the discovery well. For example, the West Sable discovery well, Mobil Tetco Sable Island E-48, found 124 m of net pay containing oil, gas and condensate within nearly 1000 m of gross section. The pay is distributed through four stratigraphic units, the Dawson Canyon, upper and lower Logan Canyon, and Sable Member (Fig. 8). Subsequently, seven delineation wells were drilled to evaluate the extent of the accumulation. Net pay thicknesses in these wells were, on average, about 29 m. Best current estimates of gas resources in these three discoveries total 8.8 x 10^9 m^3[1] and represent only 7.5% of the gas resources discovered to date.

[1]The metric equivalent of both barrels (oil) and cubic feet (of gas) is expressed in m^3. The approximate conversion to Imperial units is obtained by the following calculation: 1 m^3 oil = 6.3 barrels; 1 m^3 gas = 35.3 cubic feet. For example, 158.7 x 10^3 m^3 oil = 1 million barrels; and 28.3 x 10^9 m^3 gas = 1 TCF (trillion cubic feet).

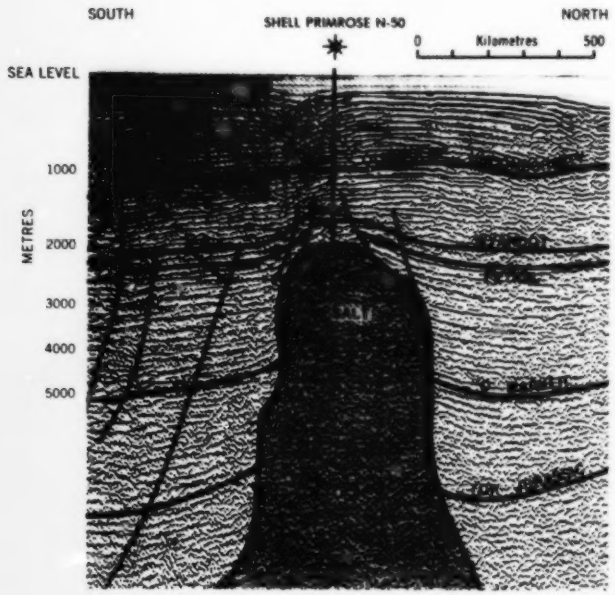


Figure 17. Salt diapir intruding Jurassic-Cretaceous sediments

No additional significant discoveries have been drilled on prospects created by salt piercements.

In late 1972, Mobil announced a significant gas and condensate discovery at Mobil-TETCO Thebaud P-84 located on an anticlinal closure on the downthrown side of a normal fault (Fig. 18). This well contained good pay sections in both normally pressured and overpressured Missisauga sandstones. The overpressured reservoir was tested over a 6.5 m interval and flowed gas at rates up to 598 x 10^3 m^3/d with some condensate. The first delineation well, Thebaud I-94, was not drilled until 1978. Although there were only a few metres of untested pay in the normally pressured section, the overpressured section contained pay in a zone that has been correlated with the discovery well. Thebaud has an estimated discovered gas resource of 12.2 x 10^9 m^3 and 2.2 x 10^6 m^3 of condensate. Deeper pay intervals, which could add substantially to the indicated reserves, may exist below the zones penetrated in the two Thebaud wells. Also, Thebaud could be considered for future commercial development if an offshore pipeline system was in place.

The only discovery containing oil alone on the Scotian Shelf without associated gas pools was made in 1973 at Mobil TETCO Cohasset D-42. The primary objective for the well was the Jurassic carbonate below 3168 m; however, light oil (766 to 784 kg/m^3) was encountered in a number of thin Lower Cretaceous Logan Canyon Formation sandstones with a total net oil pay of about 38 m. Unfortunately, in the delineation well, only 2 km to the northeast, the equivalent intervals were all found to be water bearing.

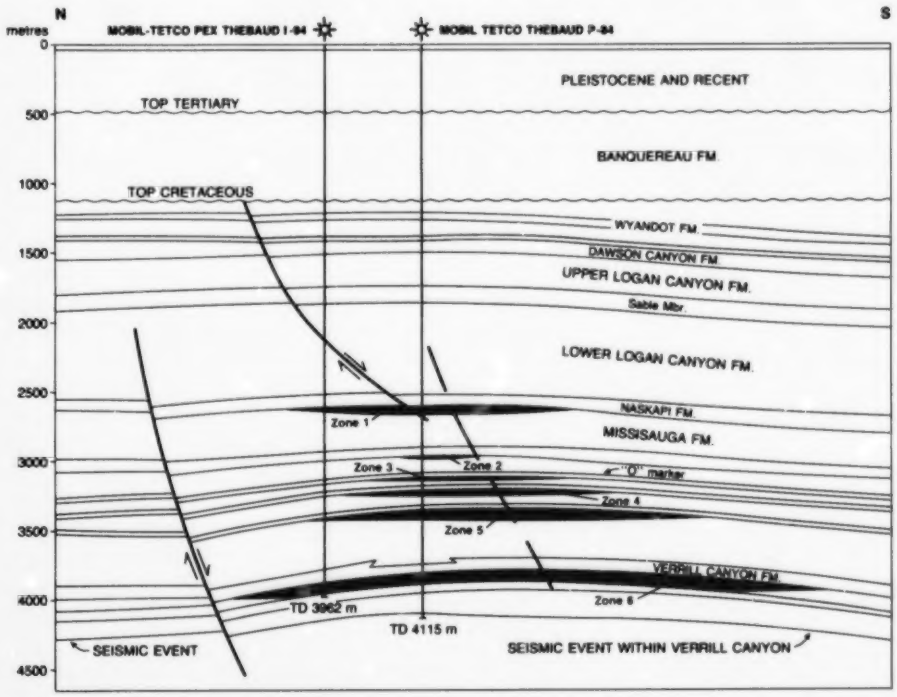


Figure 18. N-S cross-section, Thebaud Prospect along seismic line G-351 (Mobil, 1973)

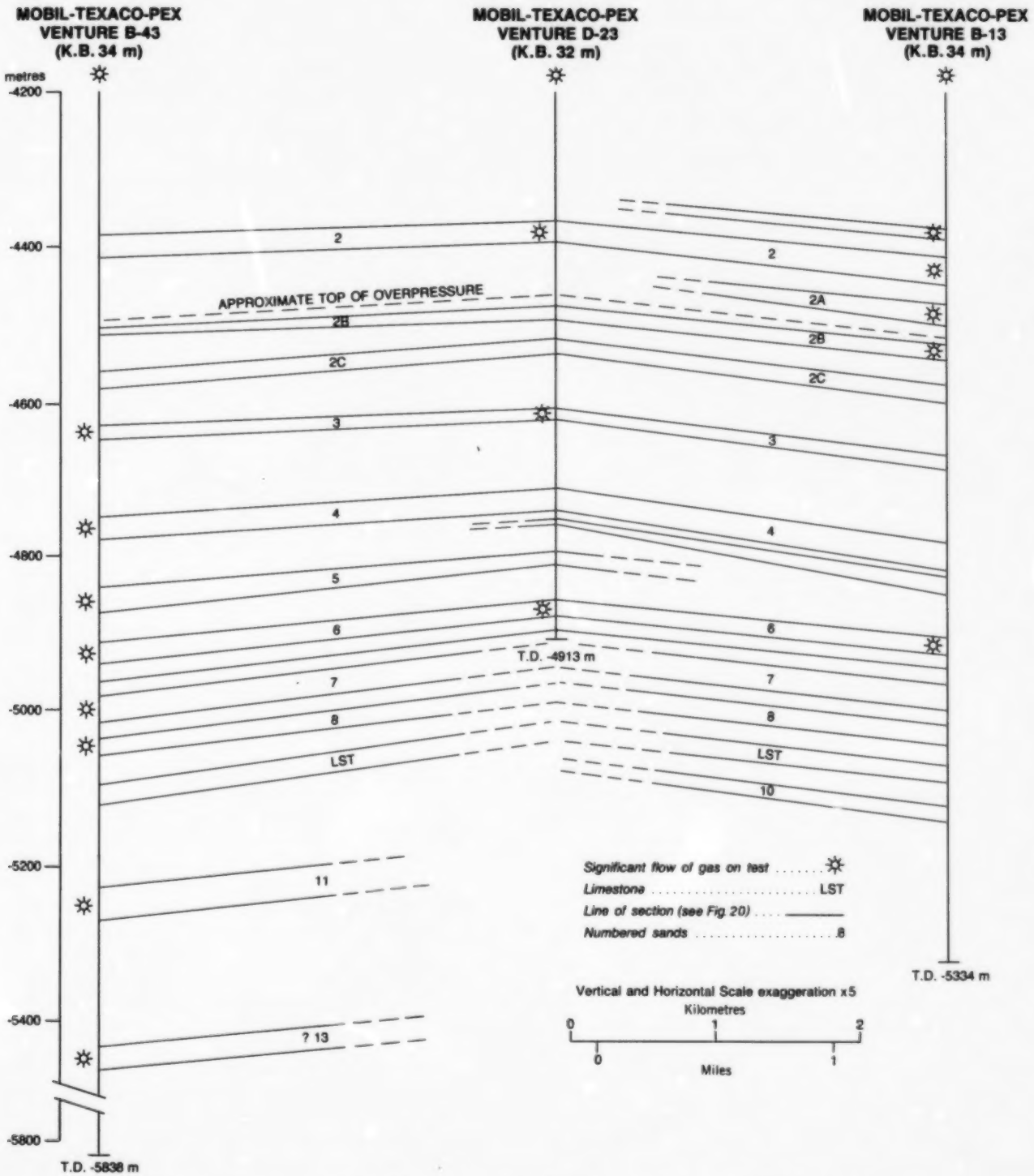


Figure 19. Venture Prospect stratigraphic cross-section showing correlation of individual sandstones

In 1974, Mobil and partners drilled several prospects defined by closure on the downthrown side of normal faults. This resulted in significant gas and condensate discoveries at the Citnalta I-59 and Intrepid L-80 wells. Pay intervals are in normally pressured Missisauga and Mic Mac sandstones. Neither accumulation has been delineated.

Thus, up to 1975, exploration on the Scotian Shelf had resulted in seven oil and gas discoveries in the vicinity of Sable Island, but none of them had potential for "stand alone" commercial development. About 27% of the discovered gas resources that we recognize today had been found at that time.

The first significant discovery with possible commercial potential was identified in 1979 with the drilling and testing of the Mobil et al. Venture D-23 well (Fig. 5). Venture D-23 encountered thick, porous, normally pressured, and overpressured lower Missisauga and Mic Mac Formation sandstones that were clearly the best — and deepest — reservoir units encountered to that time. The sandstones yielded gas on drillstem tests at rates of up to 623 x 10^3 m^3/d and condensate at 50.3 m^3/d. Three successful delineation wells have now been completed and tested. A diagrammatic cross section through the field is shown in Figure 19 and a structure map in Figure 20. Note the gross pay section with gas in several reservoirs. The fourth delineation well, Venture H-22, was being drilled at the end of 1983 near the southern margin of the Pool (Fig. 20).

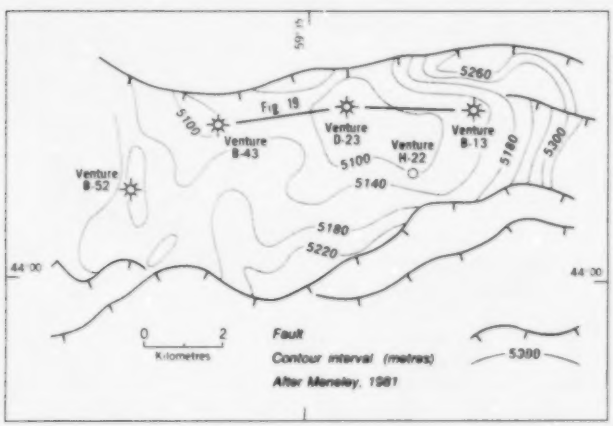


Figure 20. Venture structure, seismic depth map

Three additional significant discoveries were recorded in 1982 and 1983 by Mobil and partners, in wildcats drilled in the immediate vicinity of Venture, at the Olympia, South Venture and Arcadia prospects (Fig. 15). The operator has reported that significant volumes of gas and condensate have been recovered in tests from each well.

Two other recent discoveries have been made on lands just outside Mobil's Sable Island block. In 1982, Petro-Canada and partners tested gas at their Banquereau C-21 well. As yet no delineation well has been drilled on the C-21 prospect. In 1983 Shell announced a significant discovery at the Glenelg J-48 wildcat located just south of their Onondaga wells (Fig. 15). Gas, condensate and some water flowed from six of the eight zones tested.

In summary, exploration to date has resulted in thirteen significant discoveries. Our best current estimate of discovered resources is 117 x 10^9 m^3 gas and 14.5 x 10^6 m^3 of liquid hydrocarbons. At this time only one discovery, the Venture field, may have a large enough resource base to be considered for commercial development.

Exploration Plays

The study and interpretation of the extensive well and seismic data base from the Scotian Shelf has led to the identification of seven major gas and oil plays. The descriptive parametric data, such as porosity, pay area, pay thickness, water saturation, etc., from each play was developed into a pool size distribution using the appropriate reservoir engineering equation and the **Petroleum Resources Information Management and Evaluation System.** For comparative purposes, the two largest plays were also run using the **Discovery Process Model** method. Pool size distribution data were then developed into a distribution of play potential through combination with the number of prospects in the play and an exploration risk. Details of the methodology are included in several publications by Lee et al. For examples, see Lee and Wang, 1983 and 1986.

The seven plays within the Scotian Shelf assessment area are classified according to trapping mechanism and pressure regime. They are illustrated in Figure 21 and described below. The discovered resources, median value of resource estimates and the exploration successes in each play are summarized in Table III.

PLAY 1 - Shallow and Intermediate Piercement Structures. These are prospects associated with salt diapirs that have penetrated at least to the level of the Missisauga Formation. They are considered to have potential for oil and gas accumulations in traps above or against the flank of the salt (Fig. 17). Thirteen shallow and intermediate piercement structures have been identified in the assessment area. Nine of these have been drilled and as mentioned above, three significant discoveries, Onondaga, West Sable and Primrose, have been confirmed (Table III). Best current estimate of discovered resources is 1.1 x 10^6 m^3 oil and 8.8 x 10^9 m^3 gas.

TABLE III

SCOTIAN SHELF EXPLORATION SUMMARY

Play	Prospects	Wildcats*	Delineation*	Significant Discoveries	Discovered Oil and Condensate $10^6 m^3$	Resources Gas $10^9 m^3$	Median Value of Resource Estimates Oil and Condensate $10^6 m^3$	Gas $10^9 m^3$
EC 1-1 Piercement Structures	20	9	14	3	1.2	8.8	12.5	13.5
EC 1-2 Deep-seated Structures	64	22	9	7	4.5	29.6	31.5	99.0
EC 1-3 Rollover Anticlines	70	12	0	1	-	-	12.6	34.0
EC 1-4 Basement Structures	30	10	0	0	-	-	16.5	10.4
EC 1-5 Stratigraphic Traps	none	0	0	0	-	-	3.5	11.4
EC 1-6 Carbonate Bank	17	4	0	0	-	-	50.8	36.8
EC 1-7 Overpressure Play	75	16	5	7	8.9	73.5	31.1	277.8
Totals (Statistically summed)			13 Significant discoveries		14.5	117.0	170.7	512.4

Total wells 85 (including currently drilling and testing)

Total significant discoveries:		
	Oil	1
	Gas	3
	Gas, Oil	2
	Gas, Condensate	7
		13

*Several wells have tested more than 1 play
**Includes discovered reserve

Structures of this type generally contain relatively small pools and commonly have more than one pool per diapir. The conditional pool size distribution (CPSD) for this play indicates median pool sizes of about 1 x 10^9 m^3 for gas and 0.6 x 10^6 m^3 for oil. There is a 50% probability that the largest pool will contain more than 5.5 x 10^9 m^3 of gas. Based on drillstem and production tests, a condensate recovery of 282 m^3 of condensate per 10^6 m^3 of gas is assigned to this play.

PLAY 2 - Deep-Seated Structures (normally pressured). Structures of this type have varied origins: deep salt pillows; early or deep growth faults; and possibly basement-related structures. Most are so deep that the structural mechanism cannot be fully determined with the available seismic data and, in fact, more than one mechanism; e.g. salt pillowing and growth faulting, may be involved in the same prospect. Principal reservoirs include the Mic Mac and Missisauga Formation sandstones. Secondary objectives may include the Mohawk and Mohican Formation sandstones and Iroquois Formation dolostone. The Logan Canyon sandstones may possibly be involved, although deep-seated structures rarely provide closure above the Missisauga Formation.

More than 60 structures of this type have been identified from seismic data, 22 of which have been drilled resulting in seven significant discoveries (Table III). Best current estimate of discovered resources is 29.6 x 10^9 m^3 gas and 4.5 x 10^6 m^3 of condensate and oil. Analysis of seismic data indicates that, although larger than Play 1, these are also relatively small structures and the CPSD data indicates median pool sizes of about 2.1 x 10^9 m^3 gas and 0.3 x 10^6 m^3 oil. However at speculative levels the largest gas pool in this play may approach 142 x 10^9 m^3. Average condensate levels of 170 m^3 of condensate per 10^6 m^3 gas are assigned to this play.

PLAY 3 - Rollover Anticlines. Structures of this type are most commonly formed in conjunction with delta front and prodelta sedimentation. They result from synsedimentary growth fault structures in which the down-to-basin throw increases with depth, providing counter-regional dip, and hence closure. They are common in the Scotian Shelf area along the margins of the Abenaki and Sable subbasins, where sedimentation rates were high from the Middle Jurassic to Late Cretaceous. Also included in this play are numerous normal faults within a sedimentary section in which little or no growth is apparent, and in which closure is against the fault plane. Care was taken not to include in this play growth fault structures that had already been included in Play 2. Faulting tends to become younger toward the shelf edge and hence the age of the reservoirs will vary with location. Although pool areas are generally small, multiple stacked reservoirs are common in this type of play — the closure migrating basinward with depth.

At least 70 structures of this type have been identified from seismic data. Twelve have been drilled, with one small significant discovery at Banquereau C-21. The calculated CPSD has median pool sizes of about 1 x 10^9 m^3 gas and 0.16 x 10^6 m^3 oil. There is a 50% probability that the maximum gas pool size in this play will be greater than 8.5 x 10^9 m^3. Condensate will occur at an average rate equivalent to 197 m^3 of condensate per 10^6 m^3 of gas.

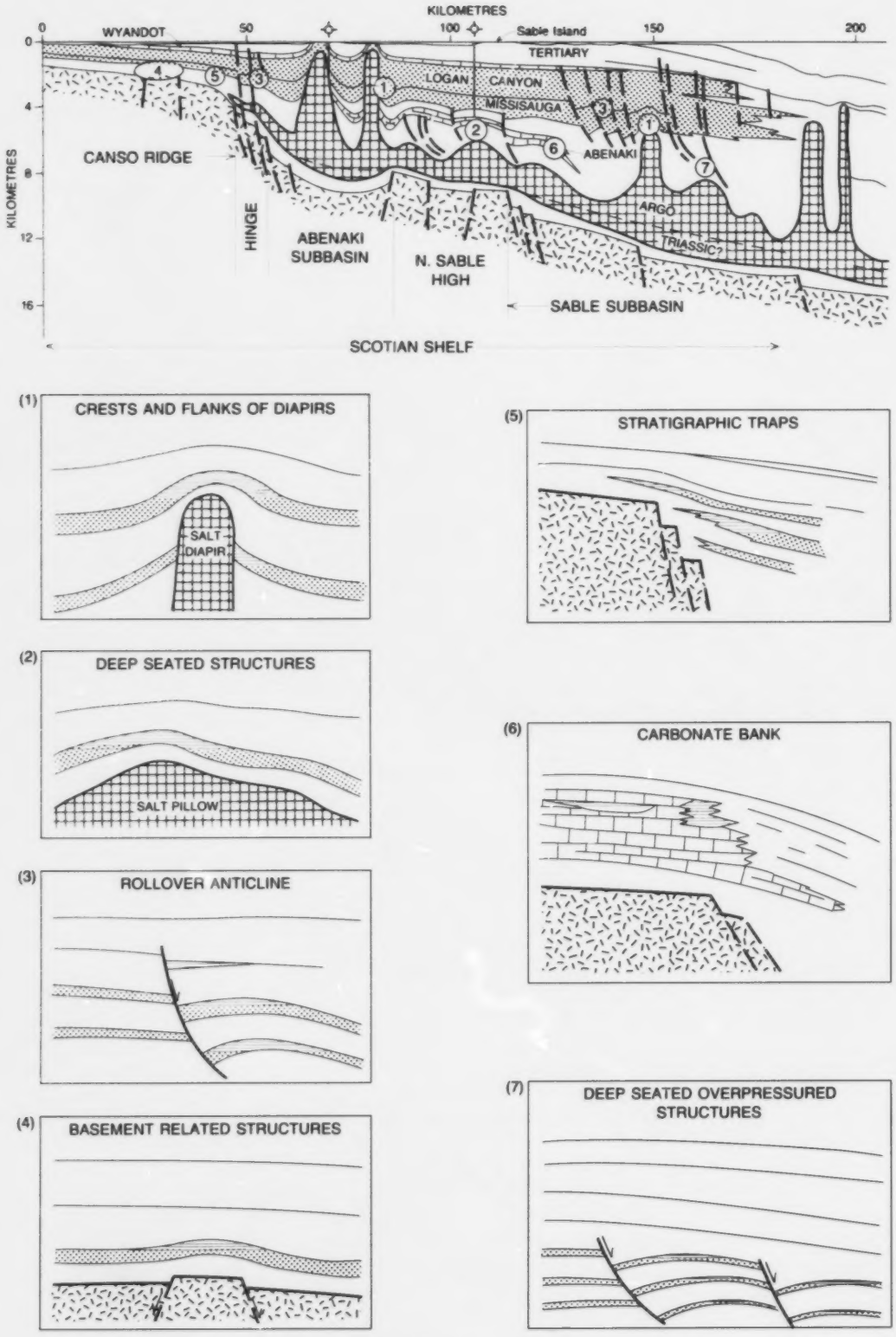


Figure 21. Play types — Scotian Shelf

PLAY 4 - Basement-Related Structures. This play includes structures clearly related to basement, such as drape over buried topographic highs or horst blocks. Structures of this type are prevalent on the LaHave Platform and Canso Ridge areas and generally affect the older stratigraphic units. Ten structures of this type have been drilled. There have been no discoveries, although oil shows were reported from Shell's Erie and Wyandot wells. CPSD calculations indicate median gas and oil pools of 0.3×10^9 m^3 and 0.3×10^6 m^3.

PLAY 5 - Stratigraphic Traps. Within any sedimentary system, especially one containing significant thicknesses of fluvial or deltaic sequences, there are opportunities for stratigraphically trapped hydrocarbons to occur. Stratigraphic traps of this type are very difficult to delineate from regional seismic data. Therefore, to make some allowance for oil and gas reservoired in this type of trap, we have applied a simple percentage factor to the sum of the potential from the first four plays. The percentage relates to an observation by H.D. Klemme of Geo Basins Limited, (pers. comm.), that in a structured basin, on average, 5 to 15% of the total hydrocarbons will be in stratigraphic traps. Discoveries within this play are expected to be small, with average pools of about 0.7×10^9 m^3 gas and 0.3×10^6 m^3 oil while maximum pools may approach 30×10^9 m^3 and 16×10^6 m^3, respectively.

PLAY 6 - Carbonate Bank. This play comprises all potential hydrocarbon occurrences within the Abenaki Formation carbonate bank, and the overlying Missisauga Formation equivalent carbonate, which occur along the outer margin of the LaHave Platform. Two main play types are recognized: (1) structural-stratigraphic occurrences in conjunction with porosity development at the carbonate front, which in part may be a reefoid zone; and (2) structural-stratigraphic plays associated with other facies-related porosity developments within the carbonate. Seventeen prospects of the first type have been identified and four have been drilled without success. In spite of the fact that the rocks of this play lie at relatively shallow depths, they appear to be mature. And because of their fully marine facies this play is considered to have a greater likelihood of oil occurrence than other plays on the Scotian Shelf. CPSD calculations suggest that median pool sizes of 8.4×10^6 m^3 oil and 6×10^9 m^3 gas may occur.

PLAY 7 - Overpressure Play. This is a new play in the Scotian Shelf area. Within the Sable Subbasin in the Sable Island area there is, at depth, a zone with abnormally high formation pressures (Fig. 22). The overpressured zone was encountered in a number of early wells and, although commonly accompanied by a gas show, was considered to be the limit of the exploitable hydrocarbon-bearing section. This is because the existence of overpressure was thought to indicate an absence of reservoirs. However, in 1979, Mobil undertook to drill into the overpressured section, at the Venture D-23 location, to evaluate a series of deep seismic reflectors. They found, as mentioned above, a thick series of good reservoir sandstones containing gas and condensate in a deep rollover structure (Fig. 20). Because of the

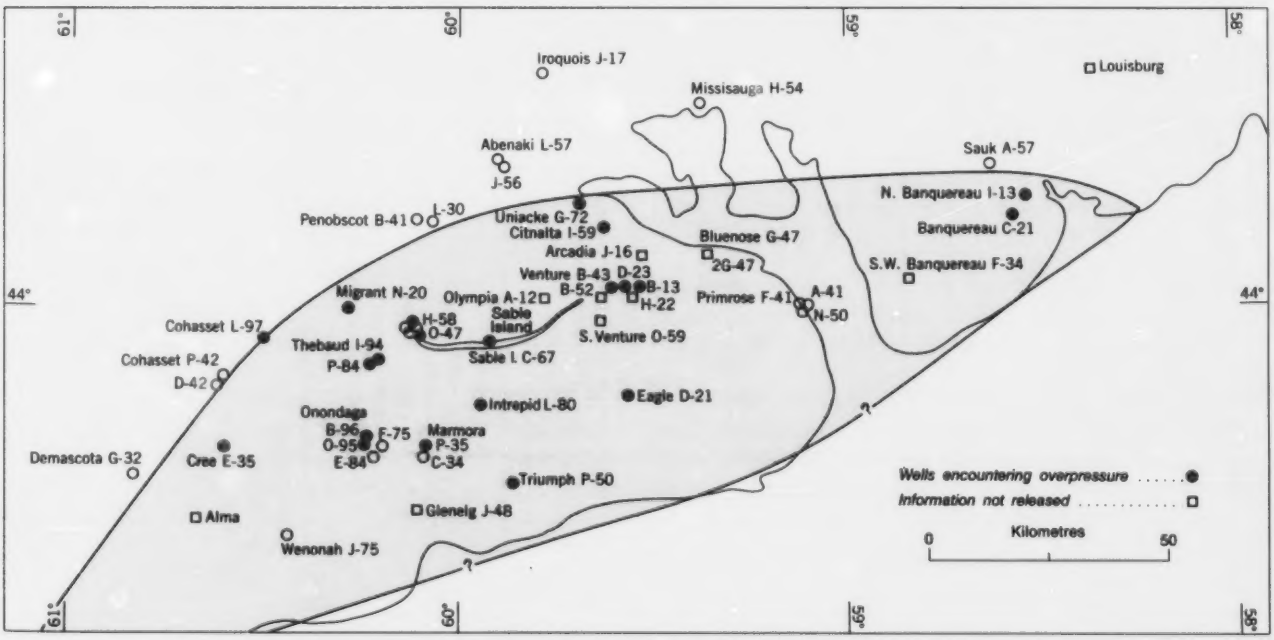


Figure 22. Area with abnormal subsurface pressure

differences in reservoir characteristics between the normal and the overpressured zones, it was decided to include the latter in a separate play. A significant feature of this play is that the trapping mechanisms found in many of the previous plays may occur in Play 7. The distinguishing characteristic of the play is the pressure regime, as illustrated for the Venture field in Figure 23. Structures such as Thebaud and Venture contain gas resources in both normally and overpressured reservoirs resulting in the possibility of two play types occurring in a single structure. In Venture, the normally pressured reservoirs, are Play 2 types and the overpressured reservoirs, which occur below about 4500 m are Play 7 types. The reservoir and source rocks occur both within and below the zone of peak hydrocarbon generation and only gas and condensate are to be expected in this play.

Sixteen of 75 prospects in this play have been drilled into the overpressured zone and have resulted in five significant discoveries with resources totally 73.5 x 10^9 m^3 gas and 8.9 x 10^6 m^3 condensate (Table III). The CPSD for Play 7 indicates a median gas pool size of 4.0 x 10^9 m^3. The analysis also indicates there is a 50% probability that the largest pool in the distribution will contain between 42 and 105 x 10^9 m^3 gas (Fig. 24). A yield of 112 m^3 of condensate per 10^6 m^3 gas is assigned to this play.

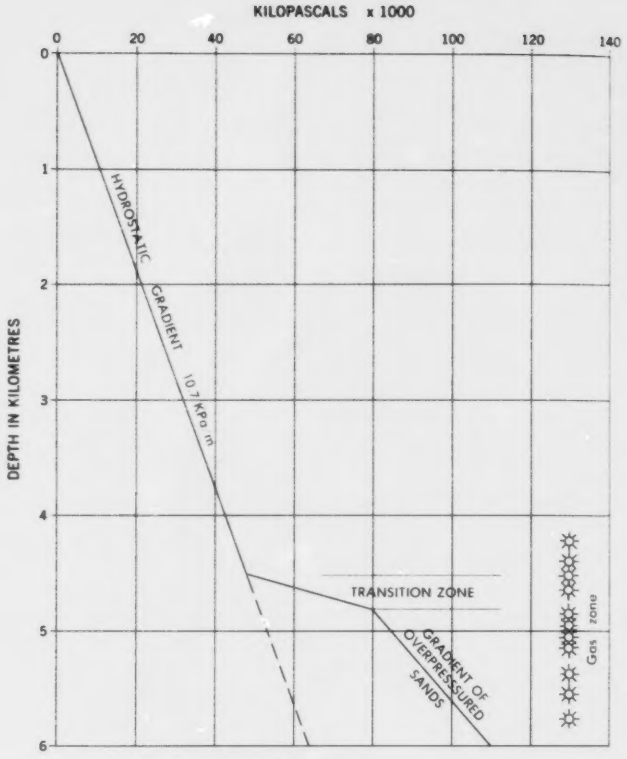


Figure 23. Venture pressure plot

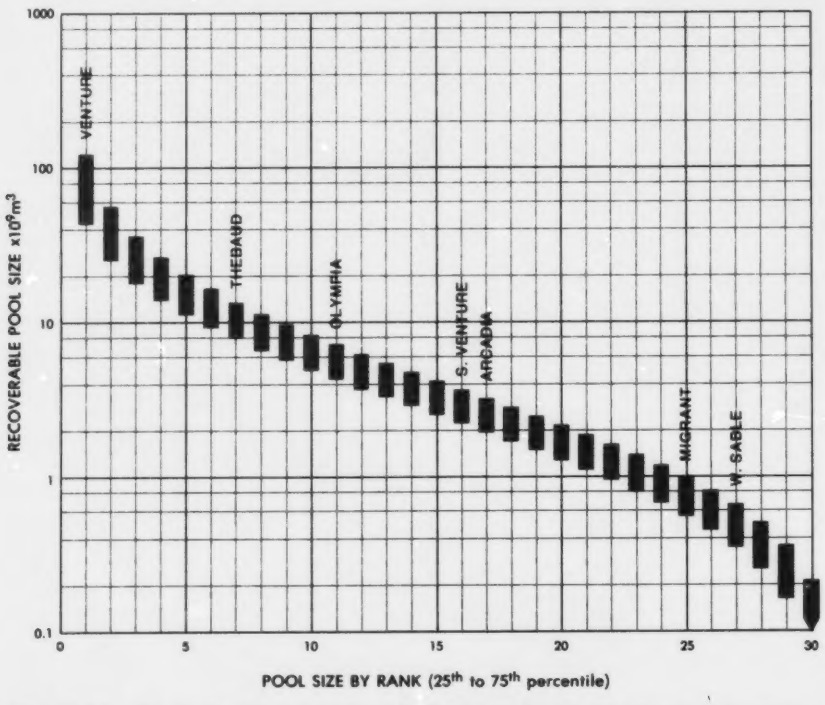


Figure 24. Ranked pool array of predicted pools for the Venture overpressure play, Scotian Shelf, East Coast, Canada

ESTIMATES OF GAS AND OIL RESOURCES

The estimates of gas and oil resources were prepared from the seven exploration plays recognized on the Scotian Shelf. For each play, the estimates are described by a cumulative frequency distribution from which a **high confidence, median expectation** and **speculative estimate** were derived (Table IV). Play data totals, also shown on Table IV, were derived using statistical techniques. Condensate resources, which are derived from the drillstem test results, are shown only for the median levels.

Gas Resources

Our evaluation process confirms that the Scotian Shelf area is gas prone and should, at a median level, contain a large number of relatively small gas pools. At the median expectation the total gas resource for the Scotian Shelf is estimated to be 512 x 10^9 m^3, which includes 117 x 10^9 m^3 of discovered gas resources. At a more speculative level, total gas potential could be as large as 927 x 10^9 m^3. These estimates represent a significant increase from the 1978 estimate. The change is due almost entirely to the addition of potential in the overpressure play.

Within the limits of the plays as described, the analysis of likely pool sizes indicates that the largest gas pool will probably occur in the overpressure play. This range may describe the Venture discovery. Table V summarizes a prediction of pool sizes for each play based on median expectations. Note that only three pools with recoverable gas reserves of greater than 30 x 10^9 m^3 are expected, one of which has been discovered. Similarly, 17 pools with reserves in the 6 to 30 x 10^9 m^3 range can be expected, of which six have been discovered. Because of the occurrence of overpressure at depth in structures that relate to other plays, there is a strong possibility that stacking of pools of different plays will occur.

Liquid Hydrocarbon Resources

Although small amounts of oil have been discovered in three structures (Cohasset, West Sable and Primrose) the total discovered resource is estimated to be less than 1.6 x 10^6 m^3. A combined total of approximately 14.5 x 10^6 m^3 of oil and condensate has been discovered in ten prospects (Table III). Again, the condensate volumes are based on drillstem and production test recoveries and do not reflect the maximum liquids content in the gas. The accumulation discovered at Venture will probably prove to contain more condensate than any of the other pools discovered to the end of 1983.

TABLE IV

OIL AND GAS RESOURCES OF THE SCOTIAN SHELF
(Potential Plus Discovered Resources)

Recoverable oil in $10^6 m^3$	High Confidence	Median Expectation	Speculative Estimates
EC 1-1 Piercement Structures	2.2	8.7	26.4
EC 1-2 Deep-seated Structures	6.4	14.8	33.7
EC 1-3 Rollover Anticlines	2.5	5.9	12.7
EC 1-4 Basement Related Structures	4.0	16.5	56.1
EC 1-5 Stratigraphic Traps	1.3	3.5	7.3
EC 1-6 Carbonate Bank	4.8	50.9	174.1
EC 1-7 Overpressure Play		No Oil	
Totals	54.1*	112.7*	243.3*

Recoverable gas in $10^9 m^3$	High Confidence	Median Expectation	Speculative Estimates
EC 1-1 Piercement Structures	3.8	13.5	41.1
EC 1-2 Deep-seated Structures	41.5	99.0	239.6
EC 1-3 Rollover Anticlines	15.1	34.0	74.0
EC 1-4 Basement Related Structures	2.2	10.4	30.6
EC 1-5 Stratigraphic Traps	4.8	11.4	24.5
EC 1-6 Carbonate Bank	4.7	36.8	106.9
EC 1-7 Overpressure Play	83.9	277.8	569.7
Totals	194.9*	512.4*	927.5*

Recoverable condensate in $10^6 m^3$	Median Expectation
EC 1-1 Piercement Structures	3.8
EC 1-2 Deep-seated Structures	16.7
EC 1-3 Rollover Anticlines	6.7
EC 1-4 Basement Related Structures	-
EC 1-5 Stratigraphic Traps	-
EC 1-6 Carbonate Bank	-
EC 1-7 Overpressure Play	31.2
Totals	58.4

*These numbers do not add arithmetically, but must be summed using statistical techniques

The total potential of 170.7 x 10^6 m^3 of liquid hydrocarbons (at the median probability) is made up of 112.5 x 10^6 m^3 of oil and 58.2 x 10^6 m^3 of condensate.

The expected pool size distribution from this potential includes the likelihood of only one pool in excess of 16 x 10^6 m^3. As shown on Table IV, the largest oil potential is in the carbonate play, while the overpressure play has the largest condensate potential.

Non-Conventional Resources

The preceding discussions have summarized the analyses of the seven Scotian Shelf plays identified and documented using seismic data and the wells drilled to the end of 1983. Therefore, although the conditional pool size distributions may appear small, they are based on mapped structures and parametric data from the current discoveries. Historically, once hydrocarbons are discovered in a basin, the larger pools are found in the early rounds of exploration. However, this assumes conventional occurrences (which are the basis of the plays discussed above). There are other factors that might affect the level of basin potential, such as unassessed plays or non-conventional accumulations. The former, while always a possibility, is unlikely to extend the potential beyond the speculative level; the latter could.

One form of possible non-conventional resources may occur in the overpressure zone. The potential estimated for Play 7 is based on conventional structural traps containing overpressured gas and is therefore constrained by mappable structures. There is some possibility, however, that gas in the overpressure zone is also trapped stratigraphically, being held in place regionally by a series of sealed growth faults by shale top seals. Such traps could contain substantially more gas than has been estimated for Play 7.

The origin of the overpressure is not fully understood but could, at least in part, be caused by the generation of large volumes of gas in a closed system. Geochemical and maturation data indicate that gas generation is at its peak within the overpressure zone and the measured formation pressures at Venture show that the system is effectively sealed.

TABLE V

SCOTIAN SHELF GAS POOLS

Median expectation = 512.4 x $10^9 m^3$
Total number of pools = 105

	Pool Size $10^9 m^3$				
Play	**30**	**6-30**	**3-6**	**3**	**Total Pools**
EC 1-1	-	-	1	7	8
EC 1-2	1	4	3	12	20
EC 1-3	-	1	2	15	18
EC 1-4	-	-	1	14	15
EC 1-5	-	-	1	9	10
EC 1-6	-	3	1	-	4
EC 1-7	2	9	6	13	30
Totals	3	17	15	70	105
Sum of Median Expectation of Pools ($10^9 m^3$)	143.1	192.8	61.1	115.4	512.4
Discovered Resource ($10^9 m^3$)	51.0	39.3	23.3	3.3	116.9
Percent Discovered	36	20	38	3	23

In fact, it might be argued that the reason for the relatively underfilled pools discovered in the normally pressured Plays 1-6 is that they are merely the product of hydrocarbons leaking from the overpressure zone. These possibilities are the subject of a current study.

SUMMARY

From the time exploration for oil and gas began on the Scotian Shelf in 1959 until the end of 1983, 62 wildcat wells had been drilled. They resulted in thirteen significant discoveries as well as numerous gas and oil shows. This is an excellent discovery rate. The region has experienced two major cycles of exploration. Following the initial discoveries near Sable Island there was a period of disappointing results and general discouragement to many operators. Recognition of additional opportunities, following the discovery at Venture, led to the current round of intensive exploration focussed on overpressured reservoirs. This tendency to cyclic activity as new play concepts are understood and exploited will probably continue on the Scotian Shelf for at least two additional cycles.

Exploration seismic and drilling activity has provided a good data base for the development of regional geology and basin analysis concepts. From the consideration of sedimentological models and analysis of structural styles, seven exploration plays have been identified and evaluated for probable occurrence of gas and oil resources. Except for stratigraphic traps, each of the plays has been tested but none of them can be considered to be adequately explored.

The results of this assessment of oil and gas potential indicate that the Scotian Shelf is a gas-prone region with limited opportunity for significant oil resources. At the median expectation, most promising are the overpressure and deep-seated structure plays, which contain nearly 75% of the gas potential. The basement structure and carbonate bank plays contain about 60% of the oil potential of the area.

The median expectations for potential, plus discovered resources, of 512×10^9 m^3 with an attendant 58.2×10^6 m^3 of condensate and an oil potential of 112.5×10^6 m^3 reflect only a fair to average richness in terms of basin resource endowment. Our analyses indicate that the gas potential is likely to be widely dispersed, occurring in a large number of pools, few of which will be larger than 30×10^9 m^3 (1 TCF). It is currently estimated that a minimum pool size of approximately 55 to 85×10^9 m^3 (2 to 3 TCF) is required for economic development on a "stand alone" basis. Smaller pools would have to be stacked or clustered in such a way that they could share production and pipeline facilities. As a consequence, economic viability, which is dependent on a variety of factors, such as the distance offshore, reservoir characteristics, or water depth, may eliminate many pools from development in the near future. If, on the other hand, the more speculative level of potential is attained, then more larger-sized pools would exist to contain the resource. This would greatly enhance the economics.

REFERENCES

Barss, M.S., Bujak, J.P., and Williams, G.L.
1979: Palynological zonation and correlation of sixty-seven wells, eastern Canada. Geological Survey of Canada, Paper 78-24, 118 p.

Barss, M.S., Bujak, J.P., Wade, J.A., and Williams, G.L.
1980: Age, stratigraphy, organic matter type and colour, and hydrocarbon occurrences in 47 wells, offshore eastern Canada. Geological Survey of Canada, Open File Report 714, 6 p.

Eliuk, L.S.
1978: The Abenaki Formation, Nova Scotia Shelf, Canada - a depositional and diagenetic model for a Mesozoic carbonate platform. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 26, p. 424-514.

Given, M.M.
1977: Mesozoic and early Cenozoic geology of offshore Nova Scotia. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 25, p. 63-91.

Grant, A.C., McAlpine, K.D., and Wade, J.A.
1986: The Continental Margin of Eastern Canada - Geological Framework and Petroleum Potential. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 40, p. 172-205.

Hardy, I.A. and Jackson, A.E.
1980: A compilation of geochemical data; east coast exploratory wells. Geological Survey of Canada, Open File Report 694, 102 p.

Hayatsu, A.
1979: K-Ar isochron age of the North Mountain Basalt, Nova Scotia. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 16, p. 973-975.

Jansa, L.F. and Wade, J.A.
1975a: Geology of the continental margin off Nova Scotia and Newfoundland. Geological Survey of Canada, Paper 74-30, v. 2, p. 51-105.

1975b: Paleogeography and sedimentation in the Mesozoic and Cenozoic, southeastern Canada. *In* Canada's Continental Margins and Offshore Petroleum Exploration, C.J. Yorath, E.R. Parker, and D.J. Glass (eds.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 4, p. 79-102.

Lee, P.J. and Wang, P.C.C.
1983: Probabilistic formulation of a method for the evaluation of petroleum resources. Mathematical Geology, v. 15, p. 163-181.

1986: Evaluation of petroleum resources from pool size distribution. *In* Oil and Gas Assessment - Methods and Applications, D.D. Rice (ed.); American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology, no. 21, p. 33-42.

McIver, N.L.
1972: Cenozoic-Mesozoic stratigraphy of the Nova Scotia Shelf. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 9, p. 54-70.

Nantais, P.T.
1983: A re-appraisal of the regional hydrocarbon potential of the Scotian Shelf. Geological Survey of Canada, Open File Report 1175, 83 p.

Powell, T.G.
1982: Petroleum geochemistry of the Verrill Canyon Formation; a source for Scotian Shelf hydrocarbons. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 30, p. 167-179.

Powell, T.G. and Snowdon, L.R.
1983: A composite hydrocarbon generation model. Erdöl und Kohle, Erdgas, Petrochemie, v. 36, p. 163-170.

Procter, R.M., Taylor, G.C., and Wade, J.A.
1984: Oil and natural gas resources of Canada - 1983. Geological Survey of Canada, Paper 83-31, 59 p.

Purcell, L.P., Rashid, M.A., and Hardy, I.A.
1978: Geochemical characteristics of sedimentary rocks in Scotian Basin. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 63, p. 87-105.

Purcell, L.P., Umpleby, D.C., and Wade, J.A.
1980: Regional geology and hydrocarbon occurrences off the east coast of Canada. *In* Facts and Principals of World Petroleum Occurrences, A.D. Miall (ed.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 6, p. 551-566.

Rice, D.D. (editor)
1986: Oil and Gas Assessment - Methods and Applications. American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology no. 21, 267 p.

Sherwin, D.F.
1973: Scotian Shelf and Grand Banks. *In* The Future Petroleum Provinces of Canada, R.G. McCrossan (ed.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 519-559.

Wade, J.A.
1981: Geology of the Canadian Atlantic margin from Georges Banks to Grand Banks. *In* Geology of the North Atlantic Borderlands, J.W. Kerr and A.J. Ferguson (eds.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 7, p. 447-460.

Waples, D.W.
1980: Time and temperature in petroleum formation: application of Lopatin's method to petroleum exploration. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 64, no. 6 (June 1980), p. 916-926.

COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA
GEOLOGICAL SURVEY OF CANADA

ÉTUDE 88-19

RESSOURCES PÉTROLIÈRES DE LA PLATE-FORME NÈO-ÉCOSSAISE

J.A. Wadé, G.R. Campbell,
R.M. Procter et G.C. Taylor

1989

Canada

L'ÉNERGIE DE NOS RESSOURCES
NOTRE FORCE CRÉATRICE

COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA

ÉTUDE 88-19

RESSOURCES PÉTROLIÈRES DE LA PLATE-FORME NÉO-ÉCOSSAISE

J.A. Wade, G.R. Campbell,

R.M. Procter et G.C. Taylor

1989

©Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1989

En vente au Canada chez
les libraires autorisés
et autres libraires

En vente par la poste

Centre d'édition du gouvernement du Canada
Approvisionnements et Services Canada
Hull (Québec) Canada K1A 0S9

et

Commission géologique du Canada
601, rue Booth
Ottawa (Canada) K1A 0E8

et

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
Commission géologique du Canada
3303 - 33rd Street N.W.
Calgary (Alberta) T2L 2A7

Des exemplaires de cette publication sont également déposés
dans diverses bibliothèques publiques du Canada

n° de catalogue M44-88/19F
ISBN 0-660-55066-0

Prix sujets à changement sans préavis

Révision scientifique de la version anglaise

Peter Fitzgerald-Moore

Chef de la production

J.W. Thomson

Mise en page et illustrations

D.J. Walter
D.A. Lemay

Composition sous la supervision de

P.L. Greener

Version française sous la supervision de

Pascale Côté

Sections de la cartographie et du traitement de texte

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière

Adresse des auteurs

J.A. Wade
Centre géoscientifique de l'Atlantique
Institut d'océanographie de Bedford
C.P. 1006
Dartmouth (Nouvelle Écosse)
B2Y 4A2

G.R. Campbell
Direction de l'évaluation des ressources
Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
Tour B, 355 River Road, 14e étage
Vanier (Ontario)
K1A 0E4

R.M. Procter et G.C. Taylor
Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
Commission géologique du Canada
3303 - 33rd Street N.W.
Calgary (Alberta)
T2L 2A7

TABLE DES MATIÈRES

Résumé 1
Introduction 1
Historique de l'exploration 3
Géologie régionale 7
Géologie pétrolière 15
Estimations des ressources en gaz et en pétrole 25
Sommaire 27
Bibliographie 28

LISTE DES ILLUSTRATIONS

Figures

1. Localisation des concessions sur la plate-forme Néo-Écossaise 3
2. Travaux d'exploration sismique sur la plate-forme Néo-Écossaise 4
3. Localisation des puits sur la plate-forme Néo-Écossaise (mise à jour de 1986) 5
4. Travaux de forage sur la plate-forme Néo-Écossaise 6
5. Épaisseur des sédiments mésozoïques/cénozoïques de la marge continentale de l'Atlantique 7
6. Carte de la zone d'évaluation de la plate-forme Néo-Écossaise 7
7. Épaisseurs sédimentaires et éléments tectoniques du bassin Néo-Écossais 7
8. Stratigraphie généralisée de la plate-forme Néo-Écossaise 8
9. Position relative des plaques de l'Amérique du Nord et de l'Afrique avant la formation du rift et l'expansion subséquente 9
10. Répartition des faciès dans la Formation d'Abenaki et les unités équivalentes 10
11. Répartition des faciès dans la Formation de Missisauga 11
12. Indice de temps-température de la maturité en fonction du pouvoir réflecteur de la vitrinite (PRv) 12
13. Profondeur (en mètres) jusqu'à la valeur du PRv de 0,07 % correspondant approximativement au sommet de la zone de formation maximale des hydrocarbures 13
14. Profondeur (en mètres) jusqu'à la valeur du PRv de 1,30 % correspondant approximativement à la base de la zone de formation maximale des hydrocarbures 13
15. Découvertes importantes effectuées dans l'Île de Sable et aux environs 15
16. Découvertes importantes et forages de délimitation sur la plate-forme Néo-Écossaise 15
17. Diapir de sel perçant des sédiments jurassiques/crétacés 16
18. Coupe N-S dans le site d'intérêt de Thebaud, le long de la ligne sismique G-351 (Mobil, 1973) 16
19. Coupe stratigraphique dans le site d'intérêt de Venture montrant la corrélation entre les différents lits de grès 17
20. Carte bathymétrique de la structure de Venture, levés sismiques effectués sur l'horizon repère de calcaire datant approximativement du Jurassique 18
21. Classification des zones d'exploration de la plate-forme Néo-Écossaise 20
22. Zone à pression de subsurface anormale 21
23. Diagramme du régime de pression du champ de Venture 23
24. Diagramme des dimensions par rang pour les gisements prévus dans la zone en surpression de Venture, plate-forme Néo-Écossaise, côte Est du Canada 23

Tableaux

I Historique des travaux d'exploration sismique sur la plate-forme Néo-Écossaise 2
II Historique des travaux de forage sur la plate-forme Néo-Écossaise 6
III Potentiel d'exploration de la plate-forme Néo-Écossaise 19
IV Ressources pétrolières et gazières de la plate-forme Néo-Écossaise 25
V Gisements de gaz de la plate-forme Néo-Écossaise 26

RESSOURCES PÉTROLIÈRES DE LA PLATE-FORME NÉO-ÉCOSSAISE

Résumé

Depuis le début de l'exploration pétrolière en 1959 jusqu'à la fin de 1983, 62 forages de reconnaissance ont été creusés sur la plate-forme Néo-Écossaise. Ils ont conduit à 13 découvertes importantes dont les ressources totalisent 117 x 10^9 m^3 de gaz et 14,5 x 10^6 m^3 d'hydrocarbures liquides. Le présent article retrace l'historique de l'exploration du gaz et du pétrole sur la plate-forme et donne des détails sur les découvertes. Il présente la géologie régionale et la géologie pétrolière et décrit les variables utilisées pour évaluer les ressources d'hydrocarbures récupérables de la région. Il présente les ressources estimées en fonction d'une série de gisements susceptibles, s'ils étaient découverts, de faire l'objet d'une exploitation marine rentable.

INTRODUCTION

Préface

Les estimations des ressources en gaz et en pétrole du Canada sont établies périodiquement par la Commission géologique du Canada avec le concours des géologues et des géophysiciens de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC). Elles reposent sur la méthode des probabilités établie par le Secrétariat d'évaluation des ressources pétrolières de la CGC selon laquelle sont évaluées les ressources pétrolières et gazières de toutes les zones d'exploration d'une région donnée. La méthode utilise des données objectives sur les forages d'exploration, la géophysique et diverses formes de levés de même que les avis subjectifs de spécialistes. Cette méthode d'évaluation des ressources en gaz et en pétrole du Canada est appliquée depuis 1973. La dernière série d'estimations relatives à la plate-forme Néo-Écossaise remonte à 1978. Les estimations traitées dans ce rapport ont été faites en 1983 avec la méthode modifiée décrite ci-dessous.

Dans les premières évaluations, on tentait surtout d'estimer les ressources totales d'une région et un petit groupe de gens (six à neuf personnes) pouvait recueillir suffisamment de données et d'avis pour faire l'évaluation. Celle-ci, qui consistait initialement à estimer les ressources, s'est élargie avec le temps et englobe maintenant la préparation des données nécessaires à l'analyse économique et à la projection des approvisionnements. Le nombre de zones d'exploration ayant augmenté, il a été convenu de raffiner la méthode de détermination du fondement géologique des estimations.

Il a été décidé de répartir certaines composantes de la Commission géologique du Canada en groupes d'analyse de bassins et d'utiliser plus rationnellement les compétences externes, notamment celles de l'APGTC. Le groupe d'analyse de bassins doit compiler les données géologiques, géophysiques et géochimiques des bassins et retracer leur évolution géologique. Pour cela, il crée des modèles sédimentaires, structuraux, stratigraphiques et géochimiques qui forment la base de la notion de zone pétrolière ou zone d'exploration. Avec l'aide du Secrétariat d'évaluation des ressources pétrolières, les zones sont définies et le groupe d'analyse de bassins compile les données sur les caractéristiques des roches-réservoirs de chaque zone, qui serviront à préparer les estimations préliminaires.

Pour chaque estimation d'envergure, le Secrétariat établit un comité d'évaluation des ressources pétrolières devant approuver la définition des zones et établir un consensus sur les données d'entrée avant la préparation des évaluations finales. Le groupe d'analyse de bassins examine, pour le compte du Comité d'évaluation, l'historique de l'exploration et les données géologiques, géophysiques et géochimiques pertinentes. Ces données sont au centre des questions destinées à vérifier le degré de correspondance entre les estimations préliminaires et le contexte géologique présenté et à déterminer le degré de confiance accordé aux valeurs de chaque variable. Le Comité, responsable des estimations finales comme celles contenues dans ce rapport, en arrive éventuellement à un consensus.

Remerciements

Les auteurs de cet article remercient leurs collègues des bureaux de la Commission géologique du Canada à Dartmouth (Nouvelle-Écosse) et à Calgary (Alberta) qui ont largement participé à l'évaluation dans les domaines de la biostratigraphie, de la lithostratigraphie, de la géochimie et de la géomathématique ainsi que MM. L.P. Purcell (Husky Oil Operations Ltd.) et D.F. Sherwin (Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, Ottawa) qui ont revisé le manuscrit.

Portée de l'évaluation

La présente étude porte sur la réévaluation des ressources en gaz et en pétrole dans les sédiments mésozoïques de la plate-forme Néo-Écossaise. En 1978, on a estimé les ressources de six zones pétrolières. Depuis, des données additionnelles résultant de forages d'exploration, de levés sismiques et d'études géochimiques sont venues s'ajouter aux connaissances existantes. La découverte d'un potentiel gazier dans les roches-réservoirs en surpression a permis de délimiter une septième zone. En raison de l'importance des ressources découvertes dans la zone de surpression, notamment au gisement Venture, et de la nécessité de définir avec plus de précision la taille des gisements et les caractéristiques des roches-réservoirs pour analyser le coût et l'offre, on a demandé au groupe d'analyse de bassins d'entreprendre les études résumées dans ce rapport.

Les statistiques qu'il présente concernent les travaux ayant pris fin le 31 décembre 1983 et les estimations des réserves sont fondées sur les données disponibles à cette date.

HISTORIQUE DE L'EXPLORATION

Cette section commence par le résumé des concessions et des travaux de géophysique et de forage effectués jusqu'à la fin de 1983 et se termine par un aperçu des travaux de forage prévus sur la plate-forme Néo-Écossaise.

Concessions

Les permis d'exploration fédéraux ont été délivrés la première fois le 15 juillet 1960 quand Mobil Oil Canada Ltd. a acquis les droits d'un bloc de 461 m x 10^3 ha comprenant l'Île de Sable et ses environs. En 1963 et 1964, Shell a acquis les droits de grands blocs répartis sur la plate-forme Néo-Écossaise et a obtenu en 1968 et 1969 l'autorisation d'explorer certaines parties de la pente continentale. En 1971, la surface détenue sous permis dépassait 34 x 10^6 ha, figure 1. De grandes surfaces ont ensuite été libérées à la suite des résultats décevants de l'exploration des parties de la plate-forme les plus proches de la Nouvelle-Écosse et en raison de considérations opérationnelles concernant la profondeur des eaux des régions de la pente. Le 31 décembre 1983, quelque 9,1 x 10^6 ha, figure 1, étaient réservés par 28 accords d'exploration, dont une partie était en cours de négociation. Mobil détenait des blocs à l'Île de Sable, à South Sable et à Banquereau, Shell avait conclu sept accords d'exploration sur la plate-forme et six accords d'exploration sur la pente et Petro-Canada/Husky - Bow Valley en avaient conclu quatre sur le versant nord du sous-bassin d'Abenaki et sur la crête de Canso; d'autres sociétés, dont Petro-Canada, Dome-Inco, Durham-Scotia Energy, Texaco et Canadian

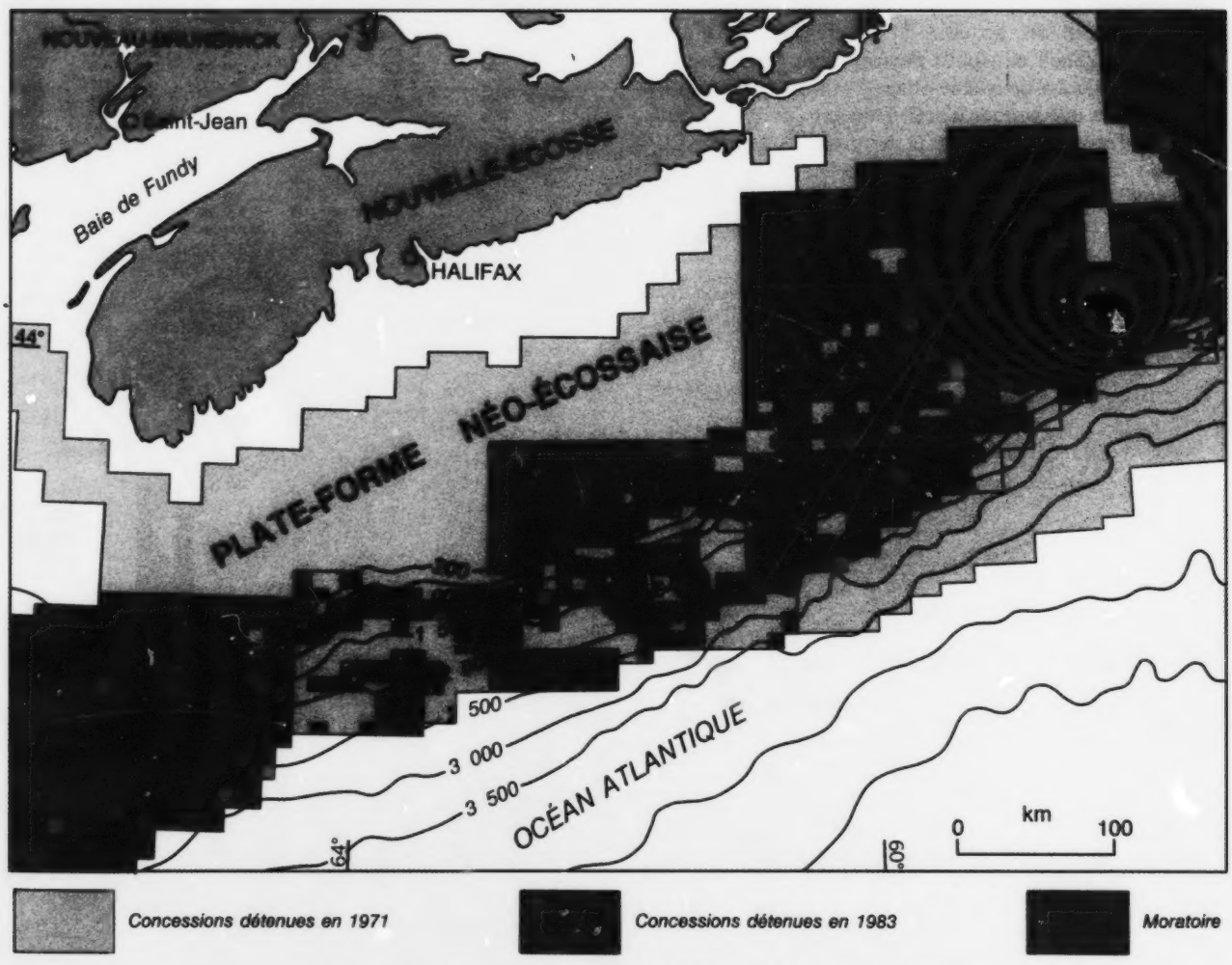


Figure 1. Localisation des concessions sur la plate-forme Néo-Écossaise

Superior, avaient acquis les droits de petits blocs. Le nombre de terres détenues diminuera progressivement d'au moins 50 % à mesure que s'effectuera l'abandon prévu dans les accords d'exploration.

Exploration sismique

L'exploration du gaz et du pétrole sur la plate-forme a commencé en 1959 avec le levé aéromagnétique entrepris par Mobil dans le voisinage de l'Île de Sable. Des levés géophysiques et des forages ont été exécutés depuis dans toute la région.

La réflexion sismique a été le principal moyen d'exploration. Le 31 décembre 1983, 245 x 10^3 km de données sismiques ont été acquises à un coût de près de 137 millions de dollars. La plupart des données provenaient d'une vaste zone entourant l'Île de Sable. La figure 2 et le tableau 1 montrent les deux grandes phases d'acquisition des données sismiques. Pendant la première, de 1968 à 1975, 135 x 10^3 km de données ont été acquises à mesure que les grands propriétaires (Shell et Mobil) prospectaient leurs blocs de façon soutenue. La deuxième phase d'exploration sismique a débuté après une période d'activité réduite, de 1975 à 1980, à la suite des résultats décevants des premiers forages. Elle découlait des obligations professionnelles inhérentes aux nouveaux accords d'exploration, aux subventions du Programme d'encouragement du secteur pétrolier et peut-être surtout aux importantes découvertes à Venture et dans les structures adjacentes. En fait, l'étendue des données sismiques acquises en 1982 et en 1983 est la plus grande jamais enregistrée et excède les 29 x 10^3 km établis en 1970, tableau 1.

TABLEAU I

HISTORIQUE DES TRAVAUX D'EXPLORATION SISMIQUE SUR LA PLATE-FORME NÉO-ÉCOSSAISE

Année	Kilométrage de données de réflexion annuel	Kilométrage de données de réflexion cumulé	Coût ($) des données de réflexion annuel	Coût ($) des données de réflexion cumulé
1960	1 324	1 324	236 000	236 000
1961	0	1 324	0	236 000
1962	0	1 324	0	236 000
1963	1 326	2 650	329 612	565 612
1964	4 653	7 303	1 524 833	2 090 445
1965	1 002	8 305	425 567	2 516 012
1966	4 658	12 963	1 425 578	3 941 590
1967	1 002	8 305	25 308	3 966 898
1968	7 700	21 368	2 938 657	6 905 555
1969	19 942	41 310	5 373 684	12 279 239
1970	28 627	69 937	7 676 426	19 955 665
1971	22 364	92 301	5 297 263	25 252 928
1972	25 872	118 173	5 190 784	30 443 712
1973	10 130	128 303	3 204 386	33 648 098
1974	5 358	133 661	1 005 777	34 653 875
1975	14 637	148 298	2 790 531	37 444 406
1976	2 110	150 408	1 100 612	38 545 018
1977	654	151 062	414 430	38 959 448
1978	2 103	153 165	2 227 689	41 187 137
1979	1 262	154 427	841 000	42 028 137
1980	4 767	159 194	4 276 000	46 304 137
1981	16 053	175 247	15 053 455	61 357 592
1982	35 923	211 170	41 815 716	103 173 308
1983	33 533	244 703	33 533 000	136 706 308

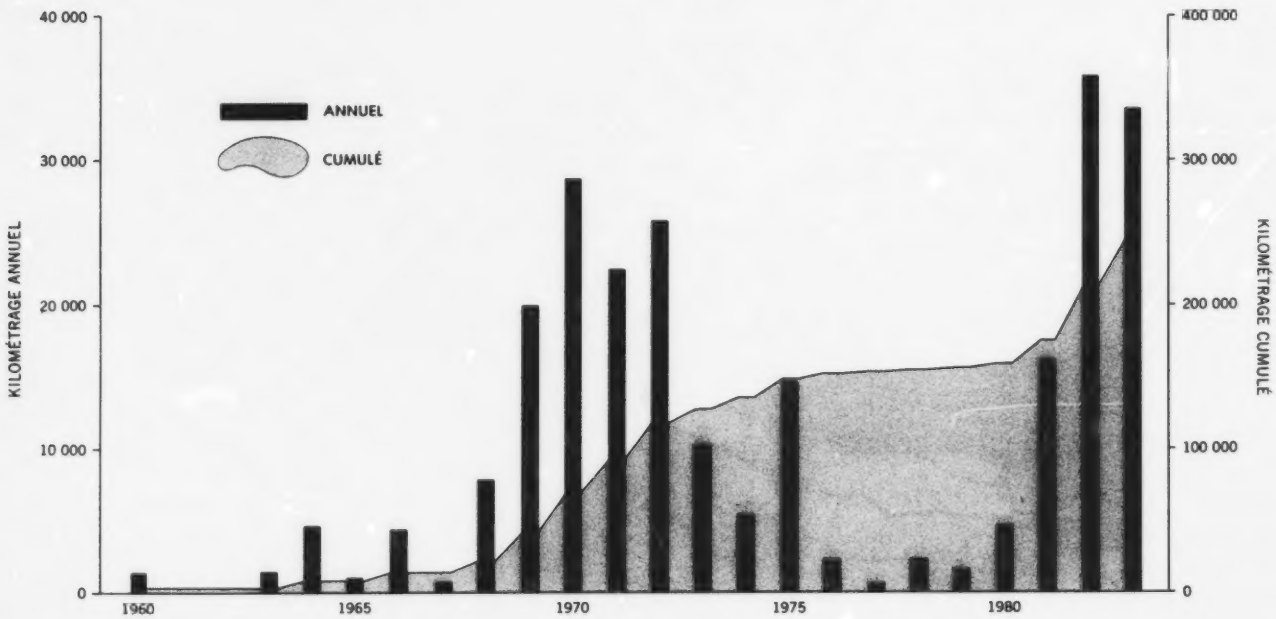


Figure 2. Travaux d'exploration sismique sur la plate-forme Néo-Écossaise

Forage

Au cours de la période se terminant le 31 décembre 1983, comme l'indique la figure 3, on a creusé 85 puits dans la région de la plate-forme et de la pente Néo-Écossaises, dont 62 puits de reconnaissance et 23 puits de délimitation. Trois puits de reconnaissance étaient en cours de forage et un puits de délimitation était sur le point d'être mis à l'essai à cette date. Le coût des travaux dépasse maintenant un milliard de dollars. Le forage de la plate-forme a commencé en 1967 avec le puits C-67 de Mobil à l'Île de Sable. Ce forage de reconnaissance de 4 604 m, sur un objectif stratigraphique situé sur la rive nord près de la région centrale de l'île, a recoupé une épaisse couche de roche sédimentaire et a révélé l'existence d'un centre de sédimentation clastique pouvant contenir du gaz et du pétrole. Pendant le forage du puits C-67, on a également rencontré une couche clastique en surpression comportant des indices de gaz et de pétrole à la profondeur presque maximale; on pense maintenant que cette couche représente l'équivalent stratigraphique d'une portion de l'intervalle productif découvert ensuite à Venture.

Le forage de la plate-forme a créé deux périodes d'activité intense, figure 4 et tableau II, correspondant aux périodes maximales d'acquisition des données sismiques. (Signalons que les statistiques annuelles de forages comprennent tous les puits avec les dates de libération des installations de forage pendant l'année donnée.) De 1969 à 1974 inclusivement, les grands exploitants (principalement Shell et Mobil) ont creusé 39 puits de reconnaissance visant des sites d'intérêt situés sur la plate-forme et conduisant à sept découvertes importantes mais non commerciales. Pendant les quatre années suivantes, les sept puits de reconnaissance n'ont conduit à aucune découverte importante.

En 1979, la région a de nouveau suscité l'intérêt des sociétés quand Mobil a découvert à Venture du gaz et du condensat qui confirmaient la présence, en profondeur, de

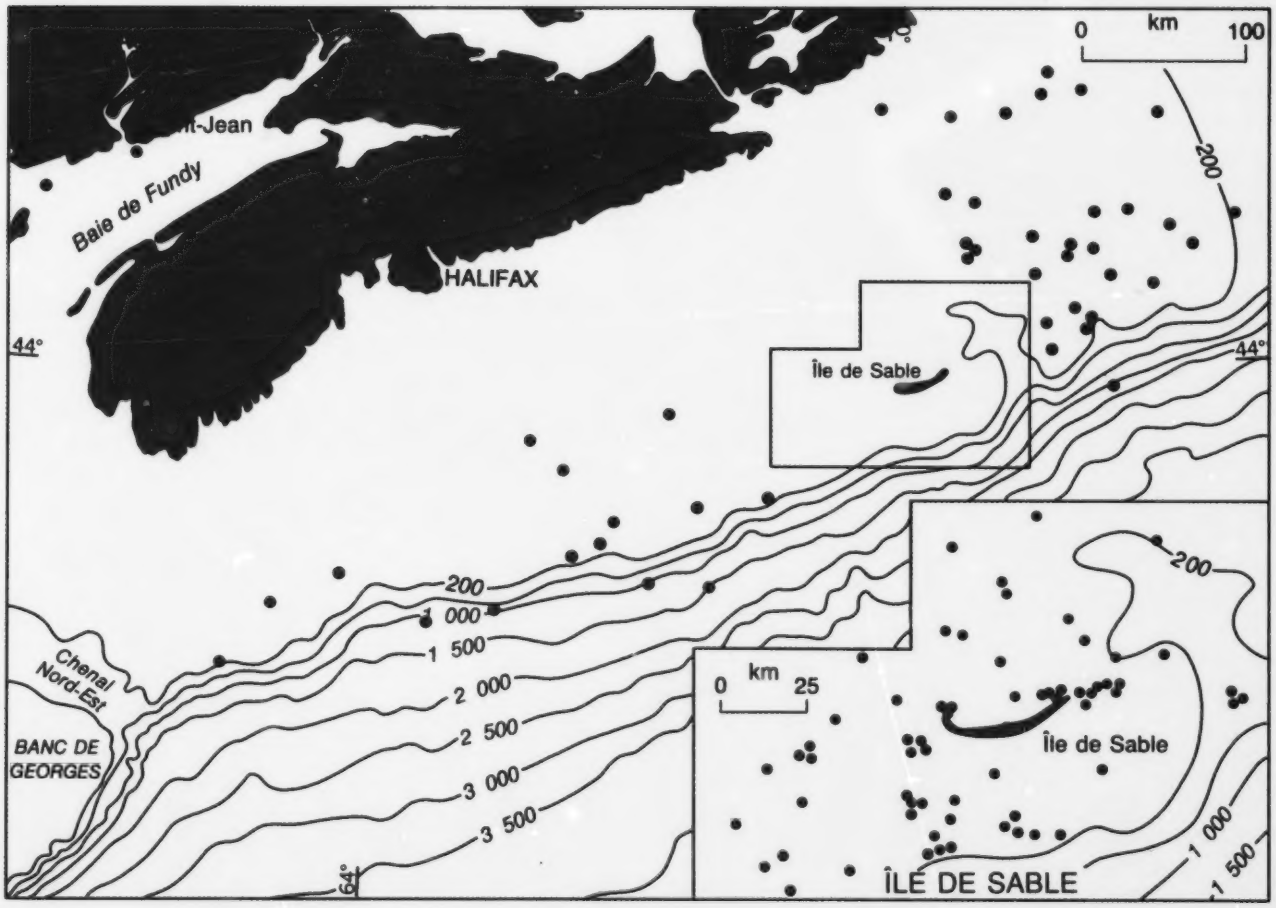


Figure 3. Localisation des puits sur la plate-forme Néo-Écossaise (mise à jour de 1986)

la zone de surpression. Trois puits de délimitation ont été creusés et ont intercepté des intervalles productifs, un quatrième subissait des essais à la fin de 1983. Par la suite, quatre sites d'intérêt adjacents à Venture ont été forés et trois ont conduit à des découvertes.

En 1982, Shell a repris l'exploration de son bloc visé par 13 accords d'exploration sur la plate-forme et la pente Néo-Écossaises. Deux puits de reconnaissance étaient terminés en 1983, et le forage se poursuivait aux puits G-72 d'Uniacke et F-67 d'Alma à la fin de 1983.

En 1982, Petro-Canada a foré trois puits dans son bloc de Banquereau à l'est de l'Île de Sable. À l'ouest de l'île, Husky-Bow Valley avait atteint à la fin de 1983 la profondeur maximale du puits de reconnaissance C-63 de Glooscap, figure 3.

Comme le montre le tableau II, les activités de forage ont culminé en 1971 et en 1983.

Activité d'exploration future

Comme l'indiquent les graphiques de l'activité sismique et du forage, l'exploration de la plate-forme et de la pente Néo-Écossaises a culminé à la fin de 1983. La prévision de l'activité de forage est fondée sur les accords d'exploration actuels et futurs et l'estimation des résultats éventuels des forages. On estime que le niveau d'activité future sera semblable au niveau actuel pendant les deux ou trois prochaines années et qu'il diminuera probablement pour n'inclure que cinq puits de reconnaissance en 1986. Comme par le passé, on pense que la plus grande partie de l'activité s'effectuera près de l'Île de Sable.

TABLEAU II

HISTORIQUE DES TRAVAUX DE FORAGE SUR LA PLATE-FORME NÉO-ÉCOSSAISE

Année	Puits de reconnaissance	Profondeur (m)	Puits de délimitation	Profondeur (m)	Profondeur totale (m)	Profondeur cumulée
1967	1	4 604	0	0	4 604	4 604
1968	0	0	0	0	0	4 604
1969	1	3 988	0	0	3 988	8 592
1970	10	30 855	2	8 099	38 954	47 546
1971	11	34 244	3	12 130	46 374	93 920
1972	5	18 920	3	9 996	28 916	122 836
1973	4	17 047	6	19 301	36 348	159 184
1974	8	24 019	0	0	24 019	183 203
1975	2	6 878	0	0	6 878	190 081
1976	3	10 741	2	7 019	17 760	207 841
1977	1	4 298	1	3 442	7 740	215 581
1978	3	14 827	2	6 553	21 380	236 961
1979	1	4 945	0	0	4 945	241 906
1980	0	0	0	0	0	241 906
1981	0	0	1	5 368	5 368	247 274
1982	4	22 419	1	5 872	28 291	275 565
1983	7	37 703	1	5 960	43 663	319 228

*La profondeur de trois puits forés le 31 décembre 1983 n'a pas été intégrée aux données de l'année.

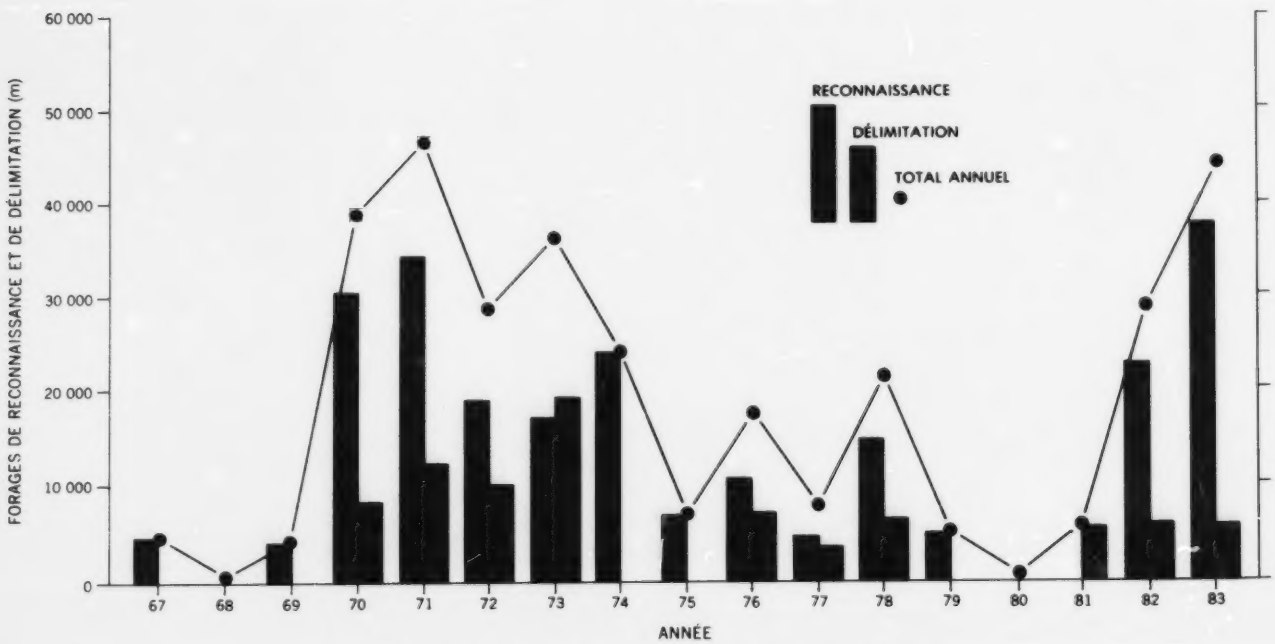


Figure 4. Travaux de forage sur la plate-forme Néo-Écossaise

Introduction

Le bassin Néo-Écossais est l'un des centres de sédimentation qui longent la côte Est du Canada, figure 5. Ceux-ci se sont formés pendant le Mésozoïque et le Cénozoïque, alors que la Pangée se fragmentait pour former l'Amérique du Nord, l'Afrique et l'Europe (Jansa et Wade, 1975).

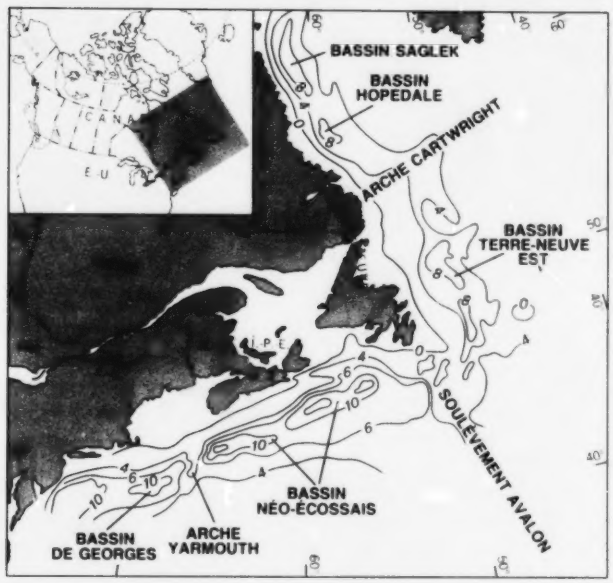


Figure 5. Épaisseur des sédiments mésozoïques /cénozoïques de la marge continentale de l'Atlantique

L'évaluation des ressources de la plate-forme Néo-Écossaise porte sur la partie du bassin Néo-Écossais qui va du milieu du chenal Nord-Est au milieu du chenal Laurentien et de la limite des sédiments à l'isobathe de 1500 m, figure 6. La région est comprise au large de la côte et mesure environ 130 x 10^3 km^2.

Éléments structuraux

Le bassin Néo-Écossais chevauche le flanc sud-est de l'orogenèse des Appalaches; l'épaisseur des sédiments et la configuration du socle semblent indiquer qu'il contient un certain nombre d'éléments tectoniques, figure 7. L'arche Yarmouth, le plateau LaHave et la crête Canso sont des éléments stables qui formaient la marge nord-ouest du bassin pendant les premiers stades de sa formation. La profondeur du bassin à ces endroits est généralement inférieure à 4 km. Dans le socle, une importante zone de charnière sépare les

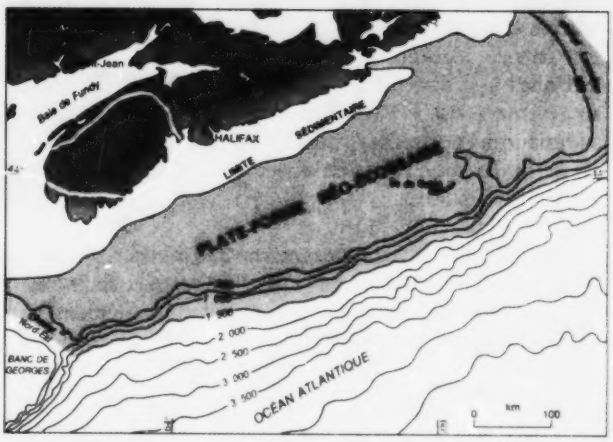


Figure 6. Carte de la zone d'évaluation de la plate-forme Néo-Écossaise

éléments plus stables des principaux centres de sédimentation situés au-delà de la plate-forme externe et de la pente continentale. Trois principaux centres de sédimentation ont été relevés. D'ouest en est, ces centres forment les sous-bassins Shelburne, Sable et Abenaki. Dans ces régions, une subsidence active et prolongée a amené une accumulation de plus de 10 km de sédiments. Il y a aussi deux autres zones où la sédimentation primitive est épaisse, ce sont celles du sous-bassin Mohican et du graben Orpheus. La coupe stratigraphique la plus épaisse de la région étudiée se trouve dans le sous-bassin Sable, où l'épaisseur des couches dépasse parfois 12 km, figure 7.

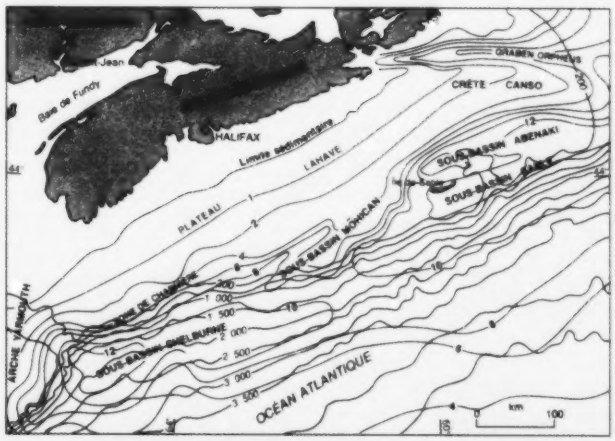


Figure 7. Épaisseurs sédimentaires et éléments tectoniques du bassin Néo-Écossais

Évolution géologique

La tectonique des plaques est la théorie qui décrit le mieux la géologie du bassin Néo-Écossais. La compréhension des mécanismes intervenant dans la fragmentation des continents est encore incomplète mais ceux-ci sont couramment attribués à la distension de la croûte terrestre suivie d'un soulèvement dû à l'activité thermique dans le manteau supérieur qui accroît la formation de rifts. Ces épisodes sont suivis de l'érosion, du refroidissement et de l'effondrement éventuel de la zone.

Au début du Mésozoïque (environ 230 millions d'années), la région qui allait devenir la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve faisait partie de la Pangée et se trouvait probablement juste au nord du paléo-équateur et à l'ouest de la mer de Téthys. À cette époque, un soulèvement thermique, recoupé par un réseau de rifts, comprenait certaines parties de l'Amérique du Nord, de l'Afrique et de l'Europe occidentale. Des grabens subordonnés se sont formés près des rifts et certains se trouvent à l'emplacement actuel ou à proximité de la plate-forme Néo-Écossaise.

Les premiers sédiments des grabens étaient des sables et des boues rouges d'origine continentale déposés en environnements fluviaux et lacustres. Des faciès évaporitiques locaux peuvent aussi avoir été déposés à cette époque. Ces sédiments constituent la formation d'Eurydice, figure 8. Les premiers grabens, maintenant enfouis très profondément, n'ont pas été échantillonnés de sorte que leur âge est inconnu. Quelques grabens plus récents, qui se trouvent un peu plus haut sur la marge, contiennent des restes fossiles indiquant

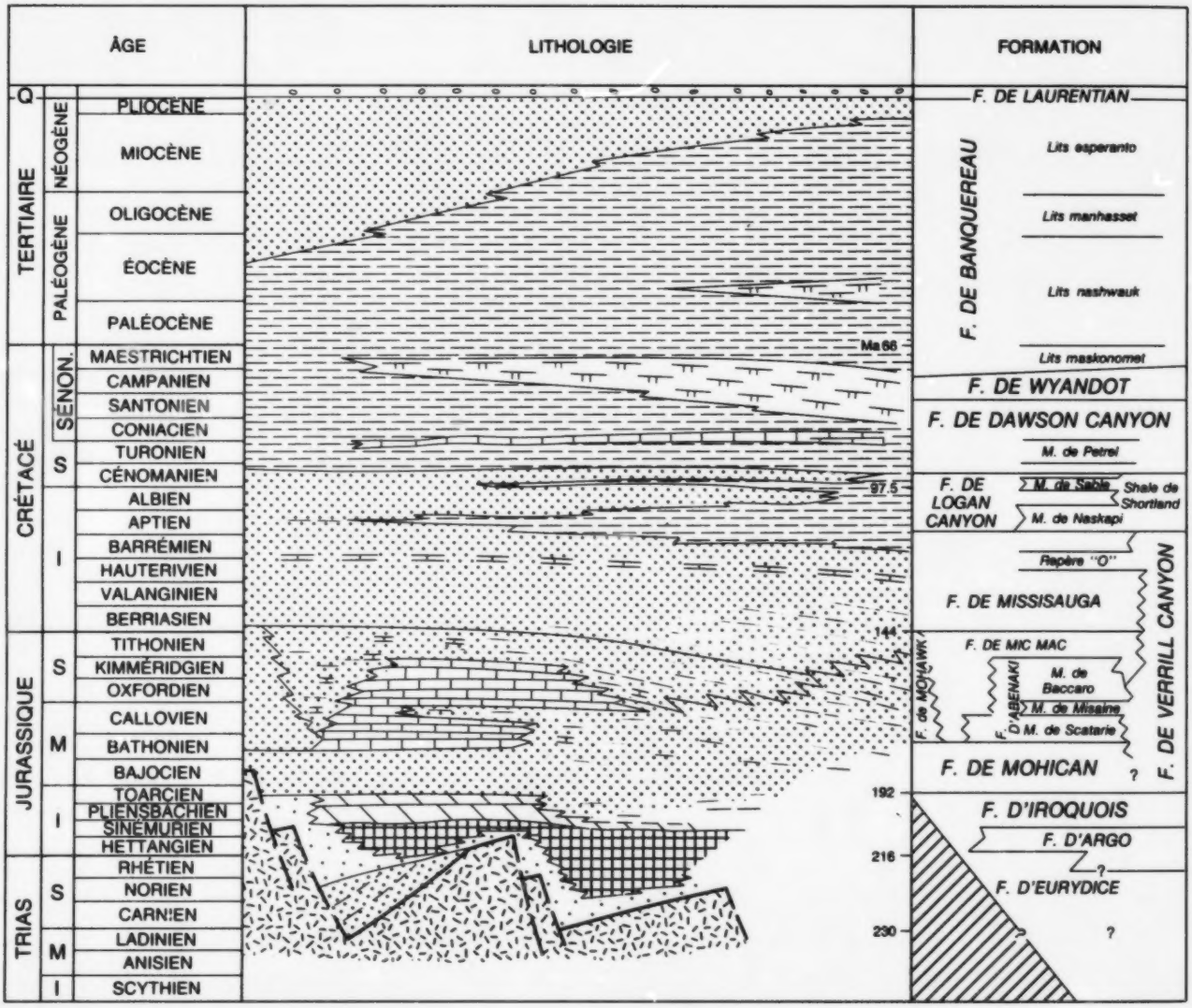


Figure 8. Stratigraphie généralisée de la plate-forme Néo-Écossaise

que les lits rouges remontent à la fin du Triasique ou au début du Jurassique. L'épaisseur des lits rouges de nombreux grabens plus récents dépasse 3 km.

La diminution de l'anomalie thermique a été accompagnée d'une subsidence générale de la région et de l'avancée dans les grabens de l'eau salée provenant de la mer de Téthys. L'arrivée de l'eau et l'aridité des conditions continentales ont provoqué le dépôt des évaporites de la Formation d'Argo, figure 8. Initialement, vers la fin du Trias, les dépôts salins de la Formation d'Argo se trouvaient uniquement dans les grabens primitifs de la région située au sud de la zone de charnière. Par la suite, avec la subsidence du terrain, un grand nombre de ces grabens se sont remplis et, au début du Jurassique, les dépôts de sel étaient plus importants. Ils peuvent mesurer plus de 3 km d'épaisseur.

La Formation d'Argo est recouverte des dolomies de la Formation d'Iroquois qui marquent le passage à des conditions salines plus normales alors que se formait l'océan proto-Atlantique. Dans les puits, la Formation d'Iroquois peut atteindre 580 m d'épaisseur. Ce faciès dolomitique semble longer la partie élevée de la zone de charnière et révèle le passage d'un milieu d'eau peu profonde à un milieu plus profond.

On suppose que les roches clastiques continentales de la Formation de Mohican, qui entourent les roches carbonatées de la Formation d'Iroquois, ont été déposées quand l'expansion des fonds océaniques a débuté entre les plaques de l'Amérique du Nord et de l'Afrique. Au début de sa formation, le centre d'expansion se trouvait probablement à l'intérieur du réseau initial de rifts et comportait une faille transformante majeure le long de la marge ouest des Grands Bancs, figure 9. Avant l'expansion, le dépôt s'effectuait dans les grabens locaux mais, par la suite, il avait lieu dans une mer épicontinentale d'étendue et de profondeur croissantes.

Avec l'expansion des fonds océaniques, un régime marin normal s'est rapidement instauré et un ensemble complexe de faciès s'est déposé le long de la marge du bassin Néo-Écossais au Jurassique moyen et supérieur, figure 10. Le banc de roches carbonatées de la Formation d'Abenaki, qui s'est formé le long de la partie extérieure du plateau LaHave, est particulièrement remarquable. Ce complexe est jouxté, du côté continental, par les faciès clastiques à granulométrie fine et grossière des formations de Mic Mac et de Mohawk et, en direction de la mer, par les shales marins de la Formation de Verrill Canyon. À l'est du plateau LaHave, de l'autre côté de la zone de charnière orientée vers le nord, la Formation d'Abenaki est moins étendue; elle est partiellement remplacée par les roches clastiques de la Formation de Mic Mac. Ce changement coïncide avec le passage aux sous-bassins Abenaki et Sable et s'accompagne d'une augmentation correspondante de l'épaisseur des formations vers l'est.

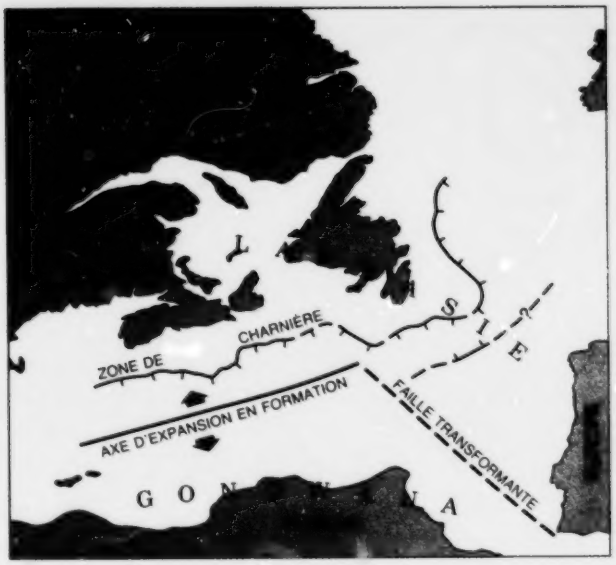


Figure 9. Position relative des plaques de l'Amérique du Nord et de l'Afrique avant la formation du rift et l'expansion subséquente

Vers la fin du Jurassique (environ 150 millions d'années), à la suite d'un affaissement local, un petit milieu deltaïque s'est formé dans la Formation de Mic Mac, dans la région de l'Île de Sable. À la fin du Jurassique, une vaste régression était déclenchée par la modification de la configuration sédimentaire régionale et l'ajustement tectonique liés à la séparation des plaques de l'Amérique du Nord et de l'Europe. Cette régression a provoqué l'élargissement du milieu deltaïque fluvial, pour donner lieu à la Formation de Missisauga qui, au début du Crétacé, couvrait la plus grande partie de l'est de la plate-forme Néo-Écossaise, figure 11. Le delta de Missisauga était alimenté par un important réseau de drainage qui allait devenir le fleuve Saint-Laurent. Près de 1 000 m de sédiments de plaine deltaïque ont été déposés sur la plate-forme stable, jusqu'au sous-bassin Abenaki. Ils consistent surtout en bancs épais de sable grossier séparés par des intercalations de shale relativement minces. Une séquence de front de delta et de prodelta du Missisauga inférieur, s'est formée le long de la bordure nord du sous-bassin Sable, en même temps qu'une deuxième étape de pendage de la zone de charnière en direction du bassin. Cette configuration a été à son tour recoupée par le faciès de plaine deltaïque plus régressif du Missisauga supérieur. Les faciès de la région de l'Île de Sable peuvent mesurer plus de 2 100 m d'épaisseur.

Sur le plateau LaHave, un faciès carbonaté a persisté jusqu'au début du Crétacé. Du côté continental, il est recouvert et entouré de roches clastiques, plus typiques du Missisauga, dont l'épaisseur est généralement inférieure à

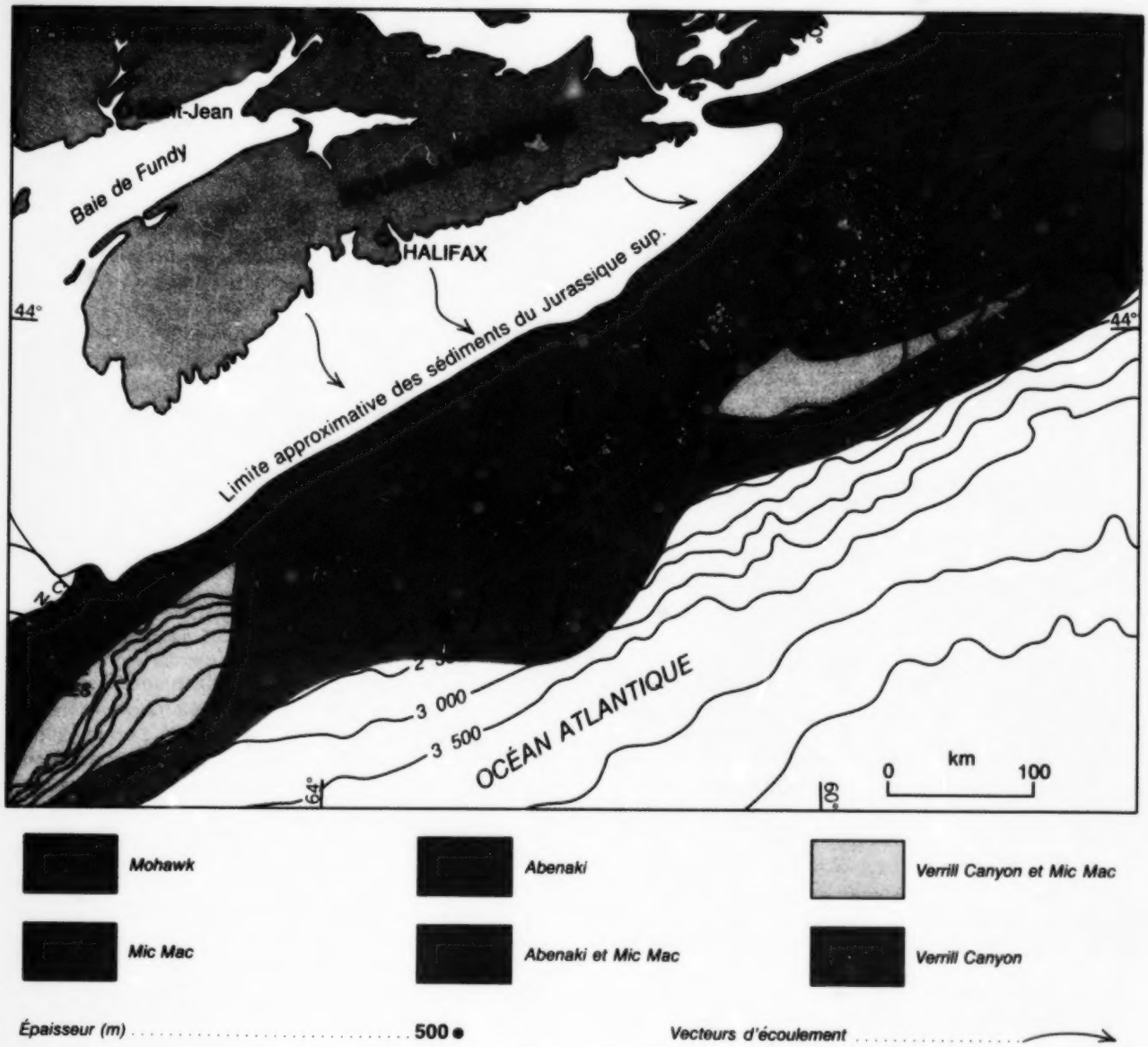


Figure 10. Répartition des faciès dans la Formation d'Abenaki et les unités équivalentes

300 m. Les faciès carbonatés et clastiques font rapidement place, en direction du bassin, aux shales de la Formation de Verrill Canyon, figures 8 et 11. La Formation de Missisauga est recouverte d'une autre séquence clastique épaisse, la Formation de Logan Canyon, figure 8. Bien qu'elle soit essentiellement deltaïque, la séquence de Logan Canyon marque le début d'une période de transgression lente entraînant la diminution progressive vers le haut de l'épaisseur des lits de sable, de la granulométrie des lits et de la proportion des grès par rapport aux shales. L'épaisseur de la Formation de Logan Canyon varie de 1 600 m au sous-bassin Sable, à 1 000 m au sous-bassin Abenaki et à 500 m au plateau LaHave. La transgression a commencé dans la Formation de Logan Canyon et s'est poursuivie durant le Crétacé supérieur avec le dépôt de la Formation de Dawson Canyon. Ce faciès de shale marin couvre la majeure partie de la plate-forme Néo-Écossaise et mesure généralement moins de 300 m d'épaisseur. La transgression a culminé avec le dépôt d'une couche de craie, la Formation de Wyandot, il y a environ 84 millions d'années.

L'inclinaison de la plate-forme Néo-Écossaise au début du Tertiaire a provoqué l'érosion et le remaniement des faciès de la plate-forme interne, qui datent du Crétacé, et le dépôt de faciès d'eau profonde au delà de la plate-forme externe.

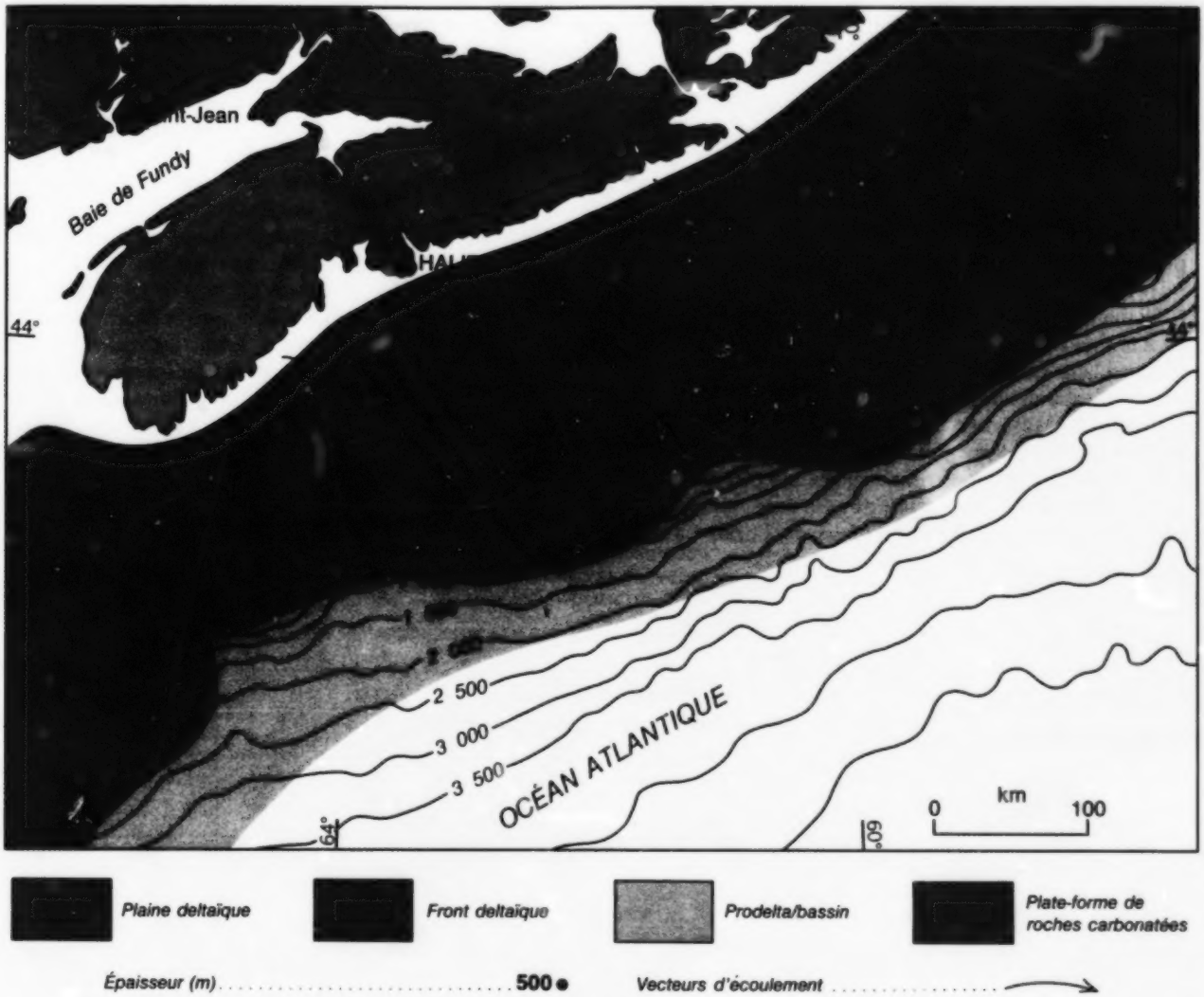


Figure 11. Répartition des faciès dans la Formation de Missisauga

La régression et la progradation survenues au Tertiaire supérieur et au Quaternaire ont créé la plate-forme actuelle. Dans le sous-bassin Sable, l'épaisseur des séquences postérieures à la Formation de Dawson Canyon est plus grande le long de la plate-forme externe et peut localement dépasser 2 000 m.

Géochimie

Les progrès récents de la géochimie du pétrole et des études de maturation de la matière organique aident à mieux comprendre la maturation et le cycle de genèse des hydrocarbures de la région de la plate-forme Néo-Écossaise. La composition des hydrocarbures dépend de celle de la matière organique présente et de son évolution thermique. La matière organique prédominante dans les roches du Crétacé moyen et les roches plus anciennes relève du type III (en grande partie d'origine continentale). L'analyse des hydrocarbures laisse supposer que la Formation de Verrill Canyon est la source de la plus grande partie du gaz, du condensat et du pétrole découverts jusqu'ici : les variations de composition étant dues aux différents types de matière organique et au degré de maturation (Powell, 1982).

L'évolution thermique des formations a été reconstituée grâce à divers indicateurs, notamment le gradient géothermique, l'indice d'altération thermique (IAT) (Barss

et al., 1980), l'indice de temps-température (ITT) (Waples, 1980) et le pouvoir réflecteur de la vitrinite (PRv) (M.P. Avery, communication personnelle, 1983). Ces données, ainsi que les données sur les analyses et les occurences d'hydrocarbures, permettent de prédire la profondeur du début de la maturation de même que le sommet et la base de la zone de formation maximale ou "enclave de pétrole" (terme mal approprié puisque la matière organique de type III de la plate-forme Néo-Écossaise produit surtout du gaz et du condensat).

La figure 12 montre les données du champ de Venture situé dans le sous-bassin de l'Île de Sable. Cette représentation est vraisemblablement caractéristique de l'île. On voit que la genèse maximale se produit à la partie inférieure de la Formation de Missisauga et que la transition à la surmaturité se produit dans la Formation de Mic Mac (l'écart apparent des données du PRv au-dessous de quelque 5 500 m est peut-être dû aux failles). On constate aussi le dépôt relativement rapide des sédiments des formations de Logan Canyon, Missisauga et Mic Mac et les températures diurnes actuelles en profondeur de plus de 170°C. Les forages ont confirmé les quantités de gaz et de condensat estimées à partir des roches mères et leur présence dans la zone de formation maximale.

En partant de ces données, on a localisé la profondeur des différents niveaux de maturation ou les variations de maturation d'un horizon stratigraphique donné (Nantais, 1983). Les figures 13 et 14 montrent les profondeurs attribuées aux valeurs du PRv de 0,7 % et de 1,3 % qui, pour la région étudiée, correspondent approximativement au sommet et à la base de la zone de formation maximale. Ces chiffres indiquent qu'une bonne partie des sous-bassins Sable et Abenaki est sus-jacente à la zone de formation maximale et que presque la moité de la zone, allant du plateau LaHave à la crête Canso est immature, du point de vue thermique, jusqu'au socle. Les roches-réservoirs de ces dernières zones sont toutefois accessibles aux hydrocarbures qui migrent vers le haut, à l'extérieur du bassin.

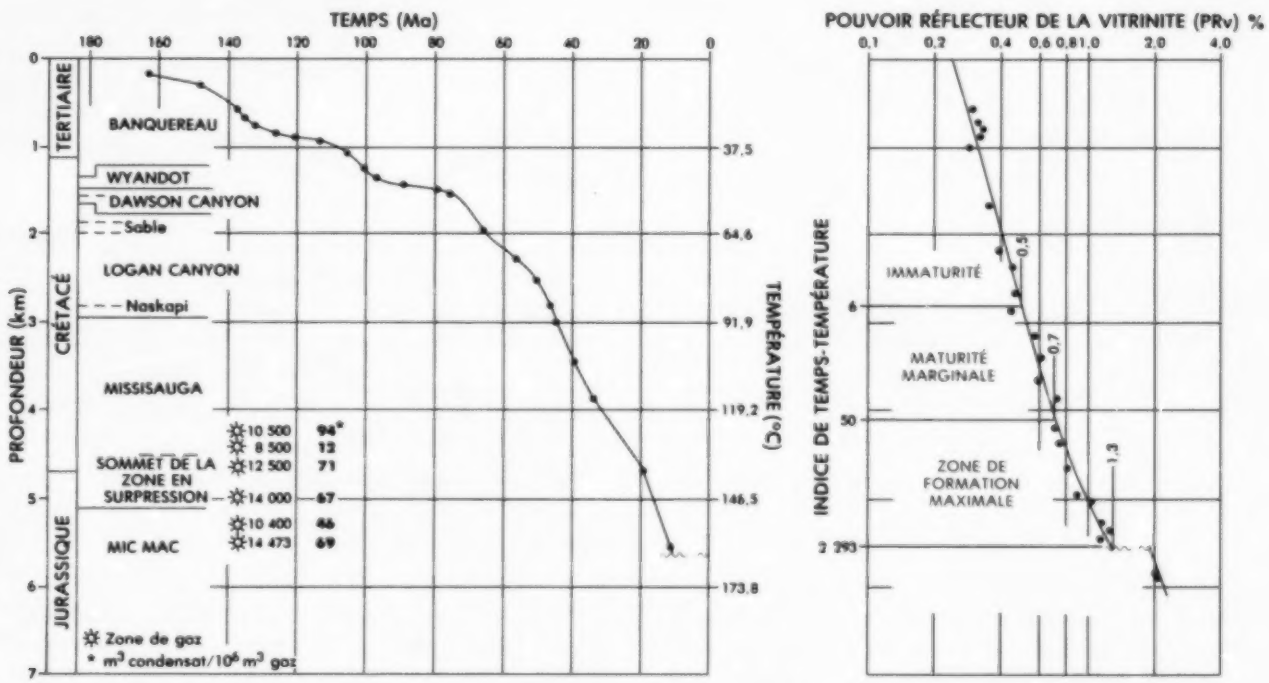
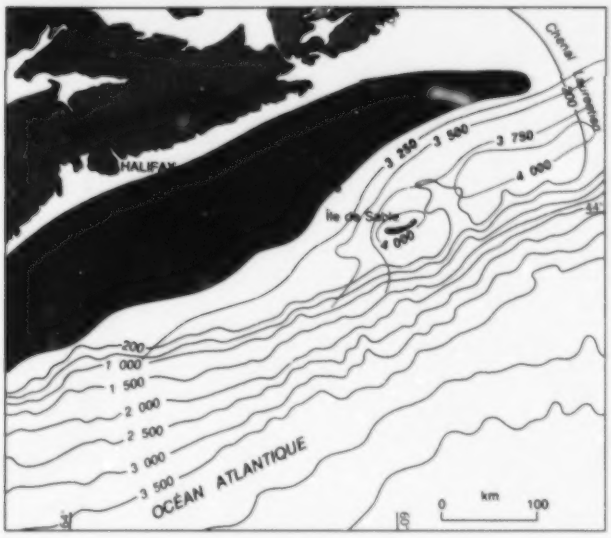


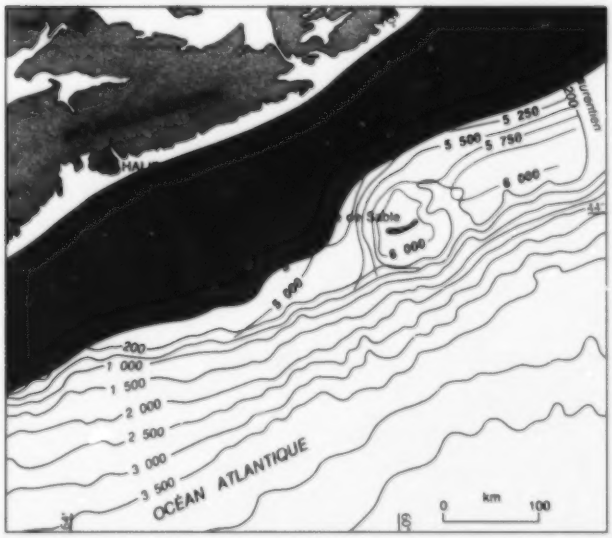
Figure 12. Indice de temps-température de la maturité en fonction du pouvoir réflecteur de la vitrinite (PRv)



Profondeur jusqu'au sommet de la zone de formation maximale des hydrocarbures (PRv : 0,70 %) (d'après Nantais, 1983) 4 000

Profondeur jusqu'au socle (km) 3

Figure 13. Profondeur (en mètres) jusqu'à la valeur du PRv de 0,07 % correspondant approximativement au sommet de la zone de formation maximale des hydrocarbures



Profondeur jusqu'à la base de la zone de formation maximale des hydrocarbures (PRv : 1,30 %) (d'après Nantais, 1983) 5 000

Profondeur jusqu'au socle (km) 5

Figure 14. Profondeur (en mètres) jusqu'à la valeur du PRv de 1,30 % correspondant approximativement à la base de la zone de formation maximale des hydrocarbures

Divers types de structures coexistent dans la zone d'évaluation, notamment des dômes et des coussins de sel ainsi que des anticlinaux de compensation (ou anticlinaux faillés) bordés par des failles de croissance (concomitantes de la sédimentation). On y trouve également des structures liées au socle et des caractéristiques de compaction associées au socle ou au banc de roches carbonatées d'Abenaki. On suppose la présence d'une variété de pièges stratigraphiques, notamment des lentilles de sable et des biseaux de porosité, dans la Formation d'Abenaki de même que d'occasionnelles zones tronquées par l'érosion.

Plusieurs formations de la plate-forme Néo-Écossaise renferment d'éventuelles roches-réservoirs. Les principales séquences clastiques de type fluvial et deltaïque des formations de Logan Canyon, Missisauga et Mic Mac constituent les unités-réservoirs les plus importantes et contiennent littéralement des centaines de lits de grès poreux et relativement pur (exempt de particules fines) séparés par des lits de shale. La porosité dépasse parfois 30 % mais se situe en moyenne entre 16 et 18 %. Une perméabilité de plus de 100 mD n'a rien d'exceptionnel. Les roches-réservoirs secondaires incluent les grès des formations de Mohican et d'Eurydice et les roches carbonatées des formations d'Iroquois, d'Abenaki et de Wyandot. On a trouvé des roches-réservoirs à pression anormale dans les formations de Missisauga et Mic Mac, dans la région de l'Île de Sable.

Découvertes importantes

Le 31 décembre 1983, 13 découvertes importantes avaient été enregistrées dans le sous-bassin Sable, la plupart à proximité de l'Île de Sable, comme le montre la figure 15. Elles sont présentées par ordre chronologique à la figure 16. Six puits contiennent de faibles quantités d'hydrocarbures qui ne sont considérées que comme des indices.

Les trois premières découvertes importantes, Onondaga par Shell en 1969, West Sable par Mobil en 1971 et Primrose par Shell en 1972, se trouvent chacune sur des structures diapiriques et sont facilement identifiables sur les données sismiques existantes, figure 17. Le forage de délimitation de chaque structure a été décevant; les puits de délimitation interceptant des intervalles productifs nets inférieurs à ceux de tous les puits de découverte. Ainsi, le puits de découverte de West Sable, puits E-48 de l'Île de Sable foré par Mobil Tetco, a recoupé un intervalle productif net de 124 m de pétrole, de gaz et de condensat sur environ 1 000 m de section totale. L'intervalle couvre quatre unités stratigraphiques, la Formation de Dawson Canyon, les parties supérieure et inférieure de la Formation de Logan Canyon et le Membre

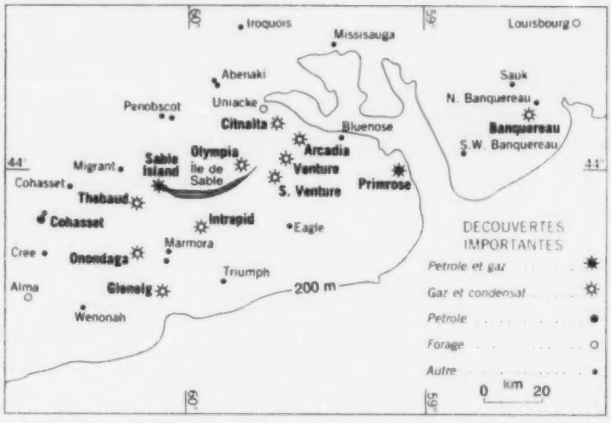


Figure 15. Découvertes importantes effectuées dans l'Île de Sable et aux environs

SITE D'INTÉRÊT	ANNÉE 69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83
ONONDAGA	☼	☼	✧					☼							
WEST SABLE			✸	☼	✸										
				✸	✸										
				✸	✸										
					☼										
PRIMROSE				✸	☼										
					☼										
THEBAUD				☼						☼					
COHASSET					●					✧					
CITNALTA						☼									
INTREPID						☼									
VENTURE											☼		☼	☼	☼
BANQUEREAU														☼	
S. VENTURE														☼	
OLYMPIA														☼	
ARCADIA															☼
GLENELG															☼

Puits de gaz (découverte ou indice) ☼☼ — *Puits de pétrole (découverte)* ●
Gaz et pétrole ✸ — *Puits sec* ✧

Figure 16. Découvertes importantes et forages de délimitation sur la plate-forme Néo-Écossaise

de Sable, figure 8. Sept puits de délimitation ont été creusés plus tard pour calculer l'étendue de l'accumulation. L'intervalle productif net de ces puits était en moyenne de 29 m. On estime actuellement que ces trois découvertes

contiennent au plus 8,8 x 10^9 m^3 de gaz[1], soit seulement 7,5 % du gaz découvert à ce jour. Le forage des dômes de sel n'a conduit à aucune découverte additionnelle importante.

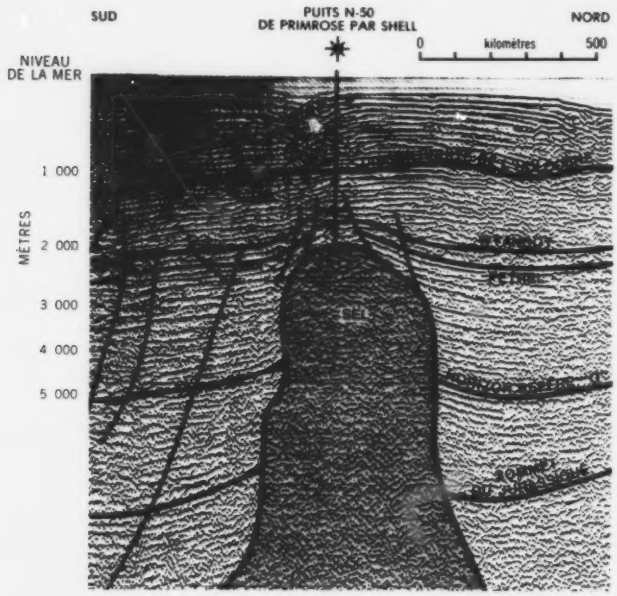


Figure 17. Diapir de sel perçant des sédiments jurassiques/crétacés

À la fin de 1972, Mobil a annoncé la découverte de l'important puits de gaz et de condensat P-84 à Thebaud; le puits, foré par Mobil Tetco, se trouve sur la fermeture d'un anticlinal, sur le compartiment affaissé d'une faille normale, figure 18. Il contenait de bons intervalles productifs dans les grès à pression normale et en surpression de Missisauga. On a effectué des essais sur les roches-réservoirs en surpression à 6,5 m d'intervalle; le gaz s'en échappait à raison de 598 x 10^3 m^3 par jour et contenait une faible quantité de condensat. Le premier puits de délimitation I-94 de Thebaud n'a été foré qu'en 1978. Bien qu'il n'y avait que quelques mètres n'ayant pas fait l'objet d'essais dans la section à pression normale, la section en surpression contenait un intervalle productif qui a été corrélé avec le puits de découverte. On a estimé que la zone de Thebaud renfermait 12,2 x 10^9 m^3 de gaz et 2,2 x 10^6 m^3 de condensat. Des intervalles productifs plus profonds, pouvant majorer sensiblement les réserves indiquées, se trouvent peut-être sous les zones explorées des deux puits de Thebaud. On pourrait envisager d'exploiter les puits de Thebaud à des fins commerciales si un pipeline extracôtier était implanté.

En 1973, Mobil Tetco a foré à Cohasset, sur la plate-forme Néo-Écossaise, le puits D-42, le seul à contenir uniquement du pétrole. Ce puits, qui avait comme principal objectif les roches carbonatées jurassiques situées à plus de 3 168 m de

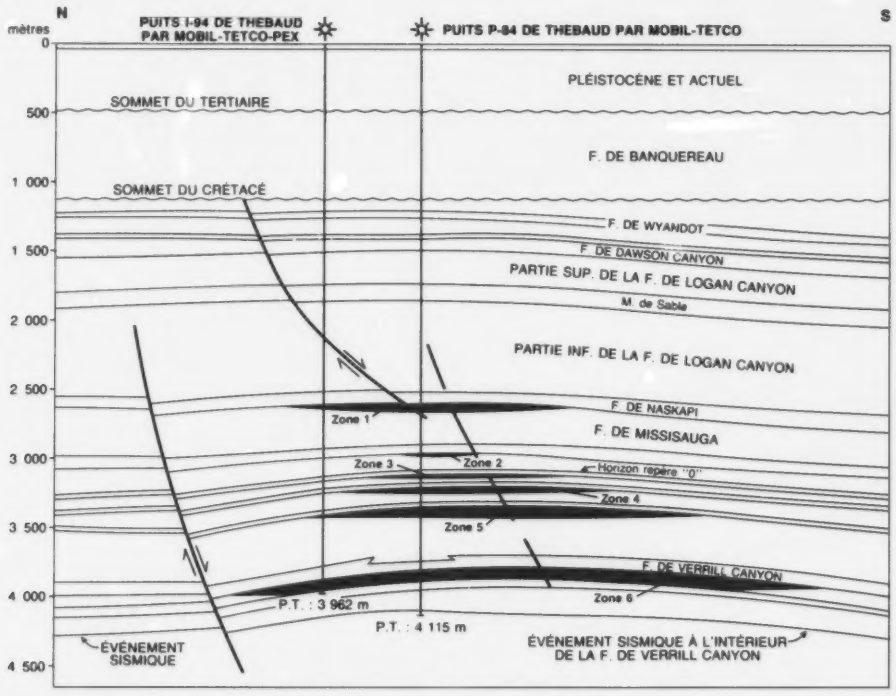


Figure 18. Coupe N-S dans le site d'intérêt de Thebaud, le long de la ligne sismique G-351 (Mobil, 1973)

[1]Les équivalents métriques des barils (pétrole) et des pieds cubes (gaz) sont exprimés en m^3; 1 m^3 de pétrole est égal à environ 6,3 barils et 1 m^3de gaz est égal à environ 35,3 pieds cubes. Ainsi, 158,7 x 10^3 m^3 de pétrole équivalent à 1 million de barils et 28,3 x 10^9 m^3 de pétrole équivalent à 1 billion de pieds cubes (10^{12} pi^3).

profondeur, a toutefois rencontré du pétrole léger (766-784 kg/m^3) dans de minces horizons de grès de la Formation de Logan Canyon, du Crétacé inférieur, comportant un intervalle productif net d'environ 38 m. Malheureusement, dans le puits de délimitation situé seulement à 2 km au nord-est, les intervalles équivalents contenaient tous de l'eau.

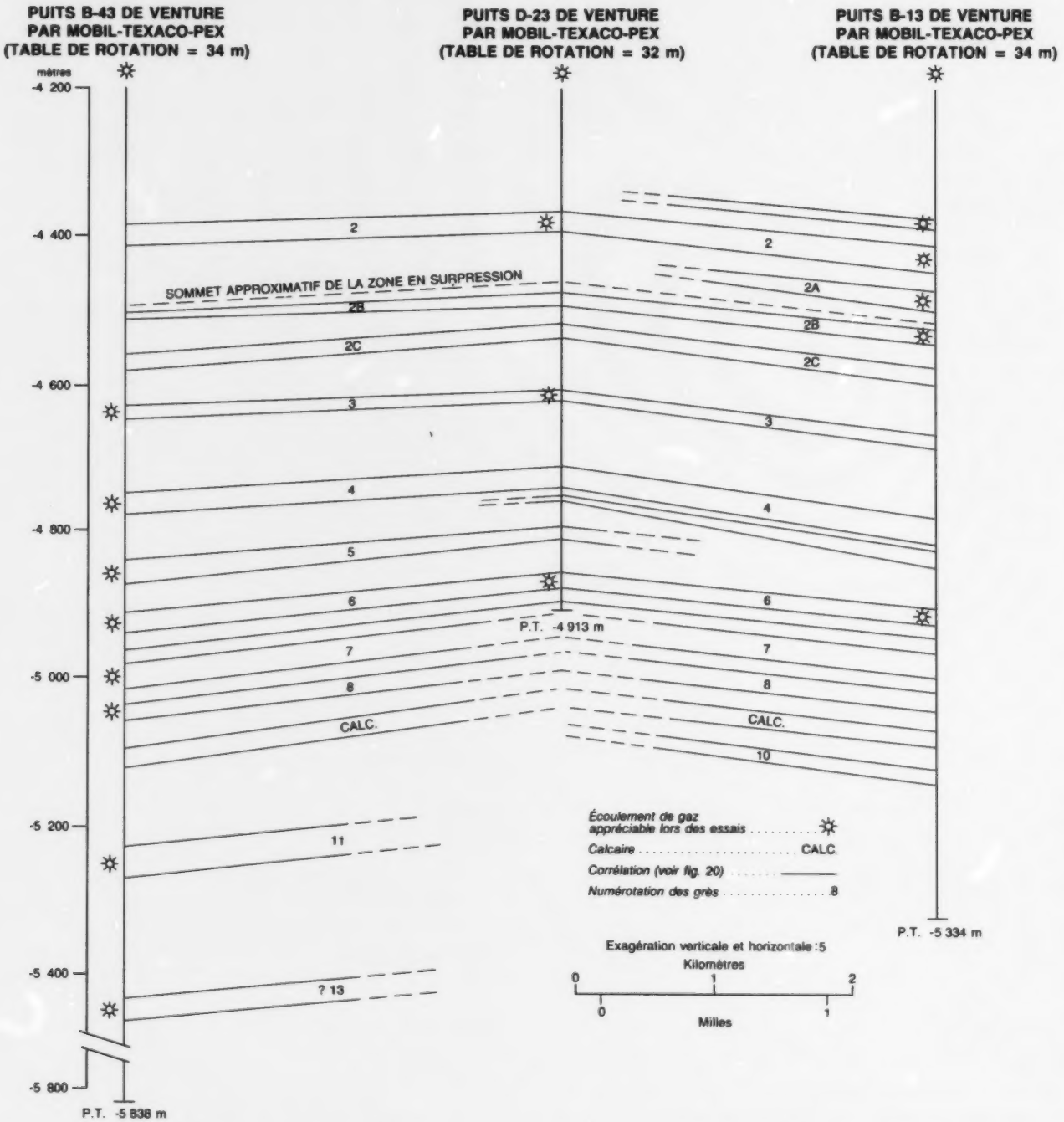


Figure 19. Coupe stratigraphique dans le site d'intérêt de Venture montrant la corrélation entre les différents lits de grès

En 1974, Mobil et ses associés ont creusé plusieurs puits d'exploration délimités par une fermeture située sur le compartiment affaissé de failles normales et ont découvert des quantités appréciables de gaz et de condensat aux puits I-59 de Citnalta et L-80 d'Intrepid. Les intervalles productifs se trouvent dans les grès à pression normale des formations de Missisauga et Mic Mac. Aucun gisement n'a été repéré.

Jusqu'en 1975, l'exploration de la plate-forme Néo-Écossaise a permis de découvrir, à proximité de l'Île de Sable, sept accumulations de gaz et de pétrole non propices individuellement à une exploitation rentable. Environ 27 % des réserves de gaz établies actuellement ont été découvertes à cette époque.

La première découverte suffisamment importante pour être exploitée a été faite en 1979 pendant le forage et les essais du puits D-23 de Venture par Mobil et al., figure 5. Le puits a recoupé des grès épais et poreux, à pression normale et en surpression, des formations de Missisauga et Mic Mac qui constituaient sans aucun doute les unités-réservoirs les meilleures et les plus profondes rencontrées jusqu'alors. Pendant les essais aux tiges, le débit des grès était de 623 x 10^3 m^3 par jour de gaz et 50,3 m^3 par jour de condensat. Trois puits de délimitation ont été creusés et mis à l'essai à ce jour. La figure 19 présente la coupe transversale et la figure 20, la carte structurale du champ. L'intervalle productif brut de plusieurs roches-réservoirs contient du gaz. Le quatrième puits de délimitation, le puits H-22 de Venture, était en cours de forage à la fin de 1983, près de la limite sud du gisement, figure 20.

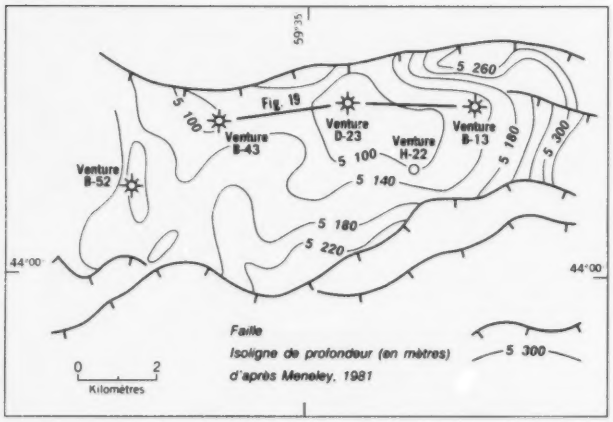


Figure 20. Carte bathymétrique de la structure de Venture, levés sismiques effectués sur l'horizon repère de calcaire datant approximativement du Jurassique

Mobil et ses associés ont fait trois autres découvertes importantes en 1982 et 1983 pendant les forages de reconnaissance à proximité de Venture, aux sites d'intérêt d'Olympia, de South Venture et d'Arcadia, figure 15. Selon l'exploitant, les essais ont révélé des quantités appréciables de gaz et de condensat dans chaque puits.

Deux autres découvertes ont été faites récemment à côté du bloc de Mobil à l'Île de Sable. En 1982, les essais effectués par Petro-Canada et ses associés ont décelé du pétrole au puits C-21 de Banquereau. Aucun puits de délimitation n'y a encore été creusé. En 1983, Shell a annoncé une découverte importante au puits de reconnaissance J-48 de Glenelg, juste au sud de ses puits d'Onondaga, figure 15. Les essais effectués sur six des huit zones ont décelé du pétrole, du condensat et de l'eau.

En résumé, l'exploration a permis de faire jusqu'ici treize découvertes importantes dont les réserves sont estimées, selon les meilleures données disponibles, à 117 x 10^9 m^3 de gaz et 14,5 x 10^6 m^3 d'hydrocarbures liquides. Il est possible que les ressources d'une seule découverte, celle de Venture, soient suffisamment importantes pour être exploitées sur une base commerciale.

Zones d'exploration

L'étude et l'interprétation du large répertoire de données de forage et de levés sismiques de la plate-forme Néo-Écossaise ont permis de délimiter sept grandes zones de gaz et de pétrole. Les paramètres relatifs, notamment, à la porosité, à l'étendue et à l'épaisseur des intervalles productifs de même qu'à la saturation en eau de chaque zone ont servi à établir la distribution des dimensions de gisements avec le **système de gestion et d'évaluation des ressources pétrolières** et l'équation appropriée quant aux caractéristiques des roches-réservoirs. Aux fins de comparaison, on a appliqué la **méthode du processus de découverte** aux deux plus grandes zones. Les données sur la distribution des dimensions de gisements ont ensuite été transformées en une distribution du potentiel des zones au moyen d'une combinaison avec le nombre de sites d'intérêt de la zone et le risque d'exploration. Les détails de la méthode sont exposés dans diverses publications de Lee et al. Des exemples figurent dans Lee et Wang, 1983 et 1986.

Les sept zones d'exploration de la plate-forme Néo-Écossaise sont classées selon le mécanisme de piégeage et le régime de pression. Elles apparaissent à la figure 21 et sont décrites ci-dessous. Les réserves, la valeur médiane des ressources estimées et les résultats de l'exploration de chaque zone sont résumés au tableau III.

ZONE 1 — Structures diapiriques superficielles et intermédiaires. Ces sites d'intérêt sont associés aux dômes de sel qui ont atteint au moins le niveau de la Formation de Missisauga. Les pièges recouvrant ou jouxtant les diapirs pourraient présenter un potentiel pétrolifère ou gazifère, figure 17. Treize structures diapiriques superficielles et intermédiaires ont été découvertes dans la zone d'évaluation. Neuf d'entre elles ont été forées et, comme nous l'avons mentionné plus tôt, trois découvertes importantes, celles d'Onondaga, de West Sable et de Primrose, ont été confirmées, tableau III. Les réserves sont estimées, selon les meilleures données disponibles, à 1,1 x 10^6 m^3 de pétrole et 8,8 x 10^9 m^3 de gaz.

En général, les structures de ce type contiennent des gisements relativement petits et les diapirs renferment souvent plus d'un gisement. La distribution conditionnée des dimensions de gisements de cette zone indique que les gisements de gaz mesurent en moyenne 1 x 10^9 m^3 et les gisements de pétrole, 0,6 x 10^6 m^3. Il y a 50 % de chances que le plus grand gisement contienne plus de 5,5 x 10^9 m^3 de gaz. Les essais aux tiges et les essais de production laissent supposer qu'on peut récupérer 282 m^3 de condensat par 10^6 m^3 de gaz.

ZONE 2 — Structures profondes (à pression normale). Les structures de ce type ont des origines diverses : coussins de sel profonds, failles de croissance primitives ou profondes et peut-être aussi structures liées au socle. La plupart des structures sont tellement profondes que le mécanisme structural ne peut être entièrement établi à l'aide des données sismiques disponibles et, en fait, plusieurs mécanismes, dont les coussins de sel et les failles de croissance, peuvent avoir contribué à un même site d'intérêt. Les principales roches-réservoirs sont les grès des formations de Mic Mac et Missisauga, et les roches-réservoirs secondaires peuvent comprendre les grès des formations de Mohawk et Mohican et la dolomie de la Formation d'Iroquois. On peut parfois tenir compte du grès de Logan Canyon même si les structures profondes comportent rarement des fermetures au-dessus de la Formation de Missisauga.

Les données sismiques ont permis d'identifier plus de 60 structures de ce type, et les 22 structures qui ont été forées ont amené sept découvertes importantes, tableau III. Les réserves sont estimées, selon les meilleures données disponibles, à 29,6 x 10^9 m^3 de gaz et 4,5 x 10^6 m^3 de condensat et de pétrole. L'analyse des données sismiques a révélé que, bien qu'elles soient plus grandes que celles de la zone 1, ces structures sont relativement petites, et les données de la distribution conditionnée des dimensions de gisements indiquent qu'un gisement contient en moyenne environ 2,1 x 10^9 m^3 de gaz et 0,3 x 10^6 m^3 de pétrole. Le plus gros gisement de pétrole de cette zone peut théoriquement atteindre 142 x 10^9 m^3. On suppose que la zone renferme en moyenne 170 m^3 de condensat par 10^6 m^3 de gaz.

ZONE 3 — Anticlinaux de compensation. Les structures de ce type sont généralement concomitantes de la sédimentation prodeltaïque et de front deltaïque. Elles résultent de failles de croissance synsédimentaires dans lesquelles le rejet vertical dirigé vers le bassin augmente avec la profondeur pour

TABLEAU III

POTENTIEL D'EXPLORATION DE LA PLATE-FORME NÉO-ÉCOSSAISE

Zone d'exploration	Sites d'intérêt	Puits de reconnaissance*	Puits de délimitation*	Découvertes importantes	Découvertes de pétrole et de condensat $10^6 m^3$	Ressources en gaz $10^9 m^3$	Valeur médiane des estimations de ressources Pétrole et condensat $10^6 m^3$	Gaz $10^9 m^3$
EC 1-1 Structures diapiriques	20	9	14	3	1,2	8,8	12,5	13,5
EC 1-2 Structures profondes	64	22	9	7	4,5	29,6	31,5	99,0
EC 1-3 Anticlinaux de compensation	70	12	0	1	-	-	12,6	34,0
EC 1-4 Structures liées au socle	30	10	0	0	-	-	16,5	10,4
EC 1-5 Pièges stratigraphiques	aucun	0	0	0	-	-	3,5	11,4
EC 1-6 Bancs de roches carbonatées	17	4	0	0	-	-	50,8	36,8
EC 1-7 Zones en surpression	75	16	5	7	8,9	73,5	31,1	277,8
Total (compilation statistique)			13 découvertes importantes		14,5	117,0	170,7	512,4

Nombre total de puits = 85 (y compris ceux en cours de forage et d'essais)

Découvertes importantes totales :		
	Pétrole	1
	Gaz	3
	Gaz et pétrole	2
	Gaz et condensat	7
		13

*Dans plusieurs cas, un même puits peut avoir évalué le potentiel de plus d'une zone
**Y compris les réserves

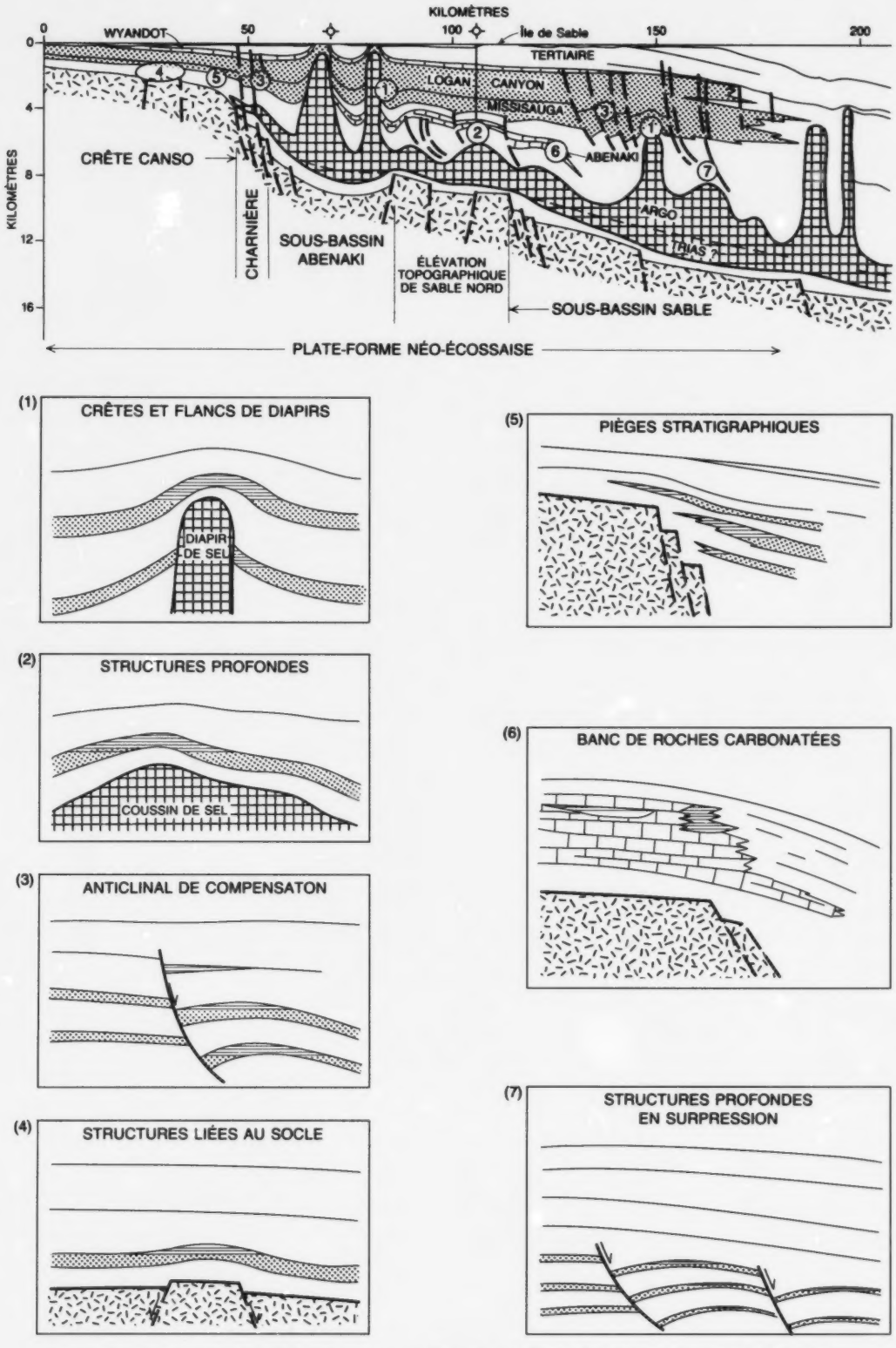


Figure 21. Classification des zones d'exploration de la plate-forme Néo-Écossaise

former un pendage antirégional et, par conséquent, une fermeture. Elles sont nombreuses dans la région de la plate-forme Néo-Écossaise et le long des marges des sous-bassins Abenaki et Sable, où le taux de sédimentation était élevé du Jurassique moyen au Crétacé supérieur. La zone présente aussi de nombreuses failles normales situées dans une coupe où l'augmentation d'épaisseur est nulle ou infime et où la fermeture est accolée au plan de faille. Les structures associées aux failles de croissance et comprises dans la zone 2 sont exclues de la présente zone. Les failles sont généralement plus récentes près de la marge de la plate-forme; l'âge des réservoirs varie donc avec l'emplacement. Bien que les champs soient généralement petits, les roches-réservoirs sont fréquemment superposées dans ce type de zone et la fermeture se rapproche du bassin avec la profondeur.

Les données sismiques ont permis d'identifier au moins 70 structures de ce type. Les douze structures forées ont mené à la découverte du puits C-21 à Banquereau, de petite dimension mais d'importance considérable. D'après les données de la distribution conditionnée des dimensions de gisements, un gisement de taille moyenne contient environ 1×10^9 m^3 de gaz et $0{,}16 \times 10^6$ m^3 de pétrole. Il y a 50 % de chances que le plus grand gisement de gaz de la zone mesure plus de $8{,}5 \times 10^9$ m^3. Le débit moyen du condensat sera de 197 m^3 par 10^6 m^3 de gaz.

ZONE 4 — Structures liées au socle. La zone comprend des structures clairement liées au socle comme des structures moulant des reliefs topographiques enfouis ou des horsts. Les structures de ce type sont plus répandues sur le plateau LaHave et la crête Canso et sont généralement restreintes aux unités stratigraphiques plus anciennes. Dix structures de ce type ont été forées. Elles n'ont pas amené de découvertes, bien que des indices de pétrole aient été décelés aux puits Erie et Wyandot de Shell. Selon les calculs de la distribution conditionnée des dimensions de gisements, les gisements pourraient contenir en moyenne $0{,}3 \times 10^9$ m^3 de gaz et $0{,}3 \times 10^6$ m^3 de pétrole.

ZONE 5 — Pièges stratigraphiques. Tous les régimes sédimentaires, et surtout ceux dont les séquences fluviales ou deltaïques sont d'épaisseur considérable, peuvent contenir des hydrocarbures à l'intérieur de pièges stratigraphiques. Il est très difficile de délimiter les pièges de ce type à l'aide des données sismiques régionales. Pour estimer les réserves de gaz et de pétrole contenues dans ces pièges, nous avons utilisé un pourcentage du potentiel des quatre premières zones. Le pourcentage se rapporte à une observation de H.D. Klemme, de Geo Basins Limited, (communication personnelle) selon laquelle, dans un bassin structural, 5 à 15 % des hydrocarbures seraient contenus dans les pièges stratigraphiques. On pense que les découvertes dans cette zone seront modestes et qu'un gisement pourrait contenir en moyenne $0{,}7 \times 10^9$ m^3 de gaz et $0{,}3 \times 10^6$ m^3 de pétrole et au maximum 30×10^9 m^3 de gaz et 16×10^6 m^3 de pétrole.

ZONE 6 — Banc de roches carbonatées. Cette zone comprend toutes les éventuelles occurrences d'hydrocarbures du banc de roches carbonatées de la Formation d'Abenaki et des roches carbonatées équivalentes de la formation sus-jacente de Missisauga. Elle longe la marge extérieure du plateau LaHave. On y trouve deux types principaux de zones : (1) des occurrences structuro-stratigraphiques combinées à un accroissement de la porosité au front des roches carbonatées, pouvant être en partie une zone de récifs et (2) des zones structuro-stratigraphiques associées à des accroissements de pososité reliés à d'autres faciès de roches carbonatées. Dix-sept sites d'intérêt du premier type ont été identifiés et le forage de quatre d'entre eux n'a entraîné aucune découverte. Bien que les roches de cette zone soient relativement peu profondes, elles semblent avoir atteint une certaine maturité. Leur faciès entièrement marin semble indiquer que la zone est susceptible de contenir plus d'occurrences de pétrole que les autres zones de la plate-forme Néo-Écossaise. Il ressort des calculs de la distribution conditionnée des dimensions de gisements qu'un gisement pourrait contenir en moyenne $8{,}4 \times 10^6$ m^3 de pétrole et 6×10^9 m^3 de gaz.

ZONE 7 — Zone de surpression. Il s'agit d'une nouvelle zone dans la région de la plate-forme Néo-Écossaise. Le sous-bassin Sable situé à l'île du même nom renferme une zone où les pressions intraformationnelles sont anormalement élevées, figure 22. La zone de surpression a été interceptée dans certains anciens puits et, bien qu'elle ait été couramment accompagnée d'indices de gaz, on a estimé qu'elle constituait la limite de l'intervalle contenant les hydrocarbures exploitables parce qu'on croyait que la surpression révélait l'absence de roches-réservoirs. En 1979 cependant, Mobil a entrepris des forages dans la section en surpression, au puits D-23 de Venture, pour évaluer des réflecteurs sismiques profonds. Comme nous l'avons indiqué auparavant, la société a découvert d'épaisses unités de grès contenant du gaz et du condensat dans une structure de compensation de grande profondeur, figure 20. À cause des caractéristiques différentes des roches-réservoirs situées dans les zones à pression normale et en surpression, ces dernières forment une catégorie distincte. La zone 7 est particulière parce qu'elle peut contenir les mécanismes de piégeage présents dans les zones précédentes. Elle diffère des autres par son régime de pression, comme l'indique la figure 23 du champ de Venture. Les structures comme celles de Thebaud et de Venture contiennent du gaz dans les roches-réservoirs à pression normale et en surpression : deux types de zone peuvent donc coexister dans la même structure. À Venture, les roches à pression normale occupent des zones du type 2 et les roches-réservoirs en surpression, au-dessous de 4500 m, se trouvent dans des zones du type 7. Les roches-réservoirs et les roches mères se trouvent à l'intérieur et au-dessous de la zone de formation maximale des hydrocarbures, et seuls le gaz et le condensat peuvent vraisemblablement s'y trouver.

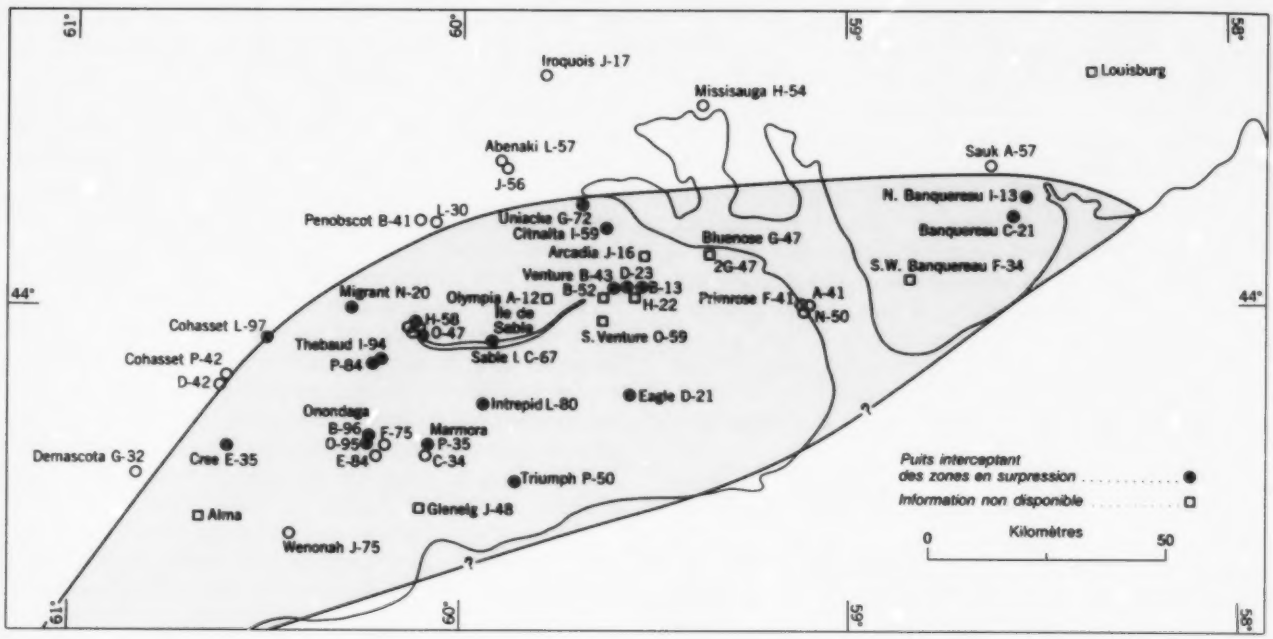


Figure 22. Zone à pression de subsurface anormale

Seize des 75 sites d'intérêt de la zone de surpression ont été forés et ont conduit à cinq découvertes importantes représentant 73,5 x 10^9 m^3 de gaz et 8,9 x 10^6 m^3 de condensat, tableau III. L'analyse de la distribution conditionnée des dimensions de gisements de la zone 7 indique qu'un gisement contient en moyenne 4 x 10^9 m^3 de gaz et qu'il y a 50 % de chances que le plus grand gisement de la zone contienne de 42 à 105 x 10^9 m^3 de gaz, figure 24. On estime que la zone pourrait fournir 112 m^3 de condensat par 10^6 m^3 de gaz.

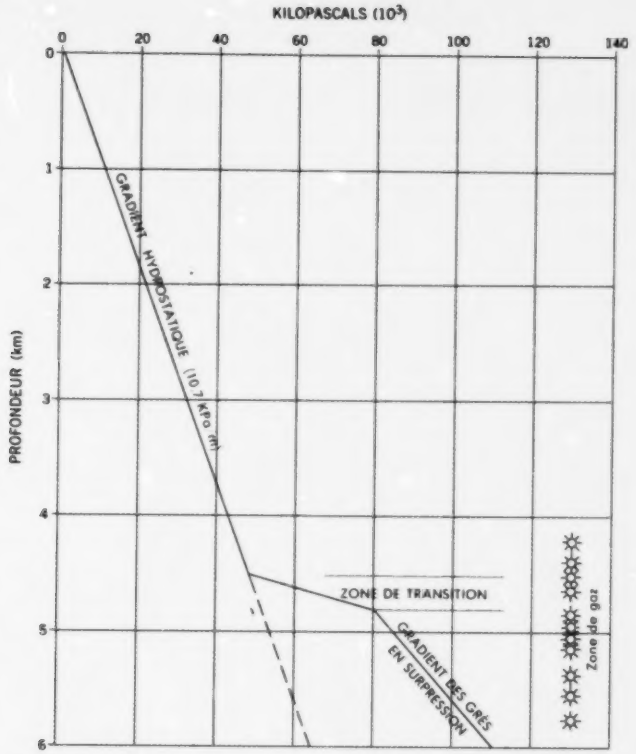


Figure 23. Diagramme du régime de pression du champ de Venture

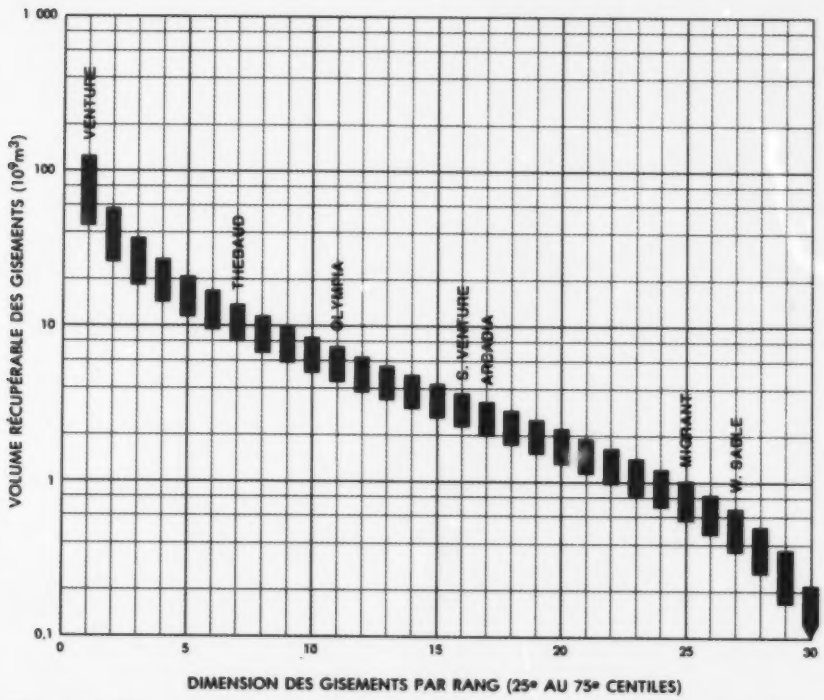


Figure 24. Diagramme des dimensions par rang pour les gisements prévus dans la zone en surpression de Venture, plate-forme Néo-Écossaise, côte Est du Canada

ESTIMATIONS DES RESSOURCES EN GAZ ET EN PÉTROLE

Les estimations sont basées sur les sept zones d'exploration de la plate-forme Néo-Écossaise. Pour chaque zone, les estimations sont représentées par une distribution des fréquences cumulées à partir de laquelle des **probabilités élevée, moyenne** et **faible** ont été dérivées, tableau IV. Les données totales concernant les zones, qui apparaissent aussi au tableau IV, ont été obtenues par des techniques statistiques. Les ressources en condensat, calculées d'après les résultats des essais aux tiges, ne figurent que pour le niveau moyen.

Ressources en gaz

Notre évaluation confirme que la plate-forme Néo-Écossaise est propice à la présence de gaz et devrait, à un degré moyen de probabilité, renfermer de nombreux gisements relativement petits. À un degré moyen de probabilité, on estime qu'elle peut renfermer des ressources totales de 512 x 10^9 m^3 de gaz dont 117 x 10^9 m^3 ont déjà été découverts. À un degré de probabilité plus faible, elle pourrait contenir 927 x 10^9 m^3 de gaz. Ces estimations dépassent nettement celles qui ont été faites en 1978, la différence étant due presque entièrement à l'addition du potentiel de la zone de surpression.

En ce qui concerne les zones décrites, l'analyse de la dimension probable des gisements laisse supposer que l'on découvrira sans doute le gisement de gaz le plus important dans la zone de surpression, ce qui peut correspondre à la découverte de Venture. Le tableau V donne la dimension prévue des gisements de chaque zone selon un degré moyen de probabilité. Signalons qu'on ne pense découvrir que trois gisements dont les réserves récupérables excéderont 30 x 10^9 m^3 de gaz et que l'un d'eux a déjà été découvert. De même, on estime à 17 le nombre de gisements dont les réserves se situent entre 6 et 30 x 10^9 m^3. Six d'entre eux ont déjà été découverts. À cause de la surpression en profondeur dans les structures liées à d'autres zones, il y a de fortes chances que les gisements de différentes zones soient superposés.

Ressources en hydrocarbures liquides

Bien que de petites quantités de pétrole aient été découvertes dans trois structures (Cohasset, West Sable et Primrose), on estime que les réserves totales sont inférieures à 1,6 x 10^6 m^3. On a découvert environ 14,5 x 10^6 m^3 de pétrole et de condensat dans dix sites d'intérêt, tableau III. Une fois de plus, les quantités de condensat sont fondées sur les résultats des essais aux tiges et des essais de production et n'indiquent pas le contenu total d'hydrocarbures liquides dans le gaz. L'accumulation découverte à Venture contiendra probablement plus de condensat que les gisements déjà découverts à la fin de 1983.

Le potentiel total de 170,7 x 10^6 m^3 d'hydrocarbures liquides (à un degré moyen de probabilité) se compose de 112,5 x 10^6 m^3 de pétrole et de 58,2 x 10^6 m^3 de condensat.

La distribution estimée des dimensions de gisements laisse supposer l'existence d'un seul gisement de plus de 16 x 10^6 m^3. Comme l'indique le tableau IV, le plus grand potentiel de pétrole se trouve dans la zone de roches carbonatées, tandis que la zone de surpression possède le meilleur potentiel de condensat.

TABLEAU IV

RESSOURCES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DE LA PLATE-FORME NÉO-ÉCOSSAISE
(Réserves et potentiel)

Pétrole récupérable ($10^6 m^3$)	Probabilité élevée	Probabilité moyenne	Probabilité faible
EC 1-1 Structures diapiriques	2,2	8,7	26,4
EC 1-2 Structures profondes	6,4	14,8	33,7
EC 1-3 Anticlinaux de compensation	2,5	5,9	12,7
EC 1-4 Structures liées au socle	4,0	16,5	56,1
EC 1-5 Pièges stratigraphiques	1,3	3,5	7,3
EC 1-6 Bancs de roches carbonatées	4,8	50,9	174,1
EC 1-7 Zones en surpression		pas de pétrole	
Total	54,1*	112,7*	243,3*

Gaz récupérable ($10^9 m^3$)	Probabilité élevée	Probabilité moyenne	Probabilité faible
EC 1-1 Structures diapiriques	3,8	13,5	41,1
EC 1-2 Structures profondes	41,5	99,0	239,6
EC 1-3 Anticlinaux de compensation	15,1	34,0	74,0
EC 1-4 Structures liées au socle	2,2	10,4	30,6
EC 1-5 Pièges stratigraphiques	4,8	11,4	24,5
EC 1-6 Bancs de roches carbonatées	4,7	36,8	106,9
EC 1-7 Zones en surpression	83,9	277,8	569,7
Total	194,9*	512,4*	927,5*

Condensat récupérable ($10^6 m^3$)	Probabilité moyenne
EC 1-1 Structures diapiriques	3,8
EC 1-2 Structures profondes	16,7
EC 1-3 Anticlinaux de compensation	6,7
EC 1-4 Structeres liées au socle	-
EC 1-5 Pièges stratigraphiques	-
EC 1-6 Bancs de roches carbonatées	-
EC 1-7 Zones en surpression	31,2
Total	58,4

*Le total ne représente pas une somme arithmétique, mais a plutôt été obtenu à l'aide de techniques statistiques.

Nous venons de résumer les analyses des sept zones de la plate-forme Néo-Écossaise qui ont été identifiées et documentées à l'aide des données sismiques et des puits forés jusqu'à la fin de 1983. Bien que la distribution conditionnée des dimensions de gisements semble restreinte, elle est fondée sur les structures cartographiées et les paramètres tirés des découvertes faites à ce jour. Pour ce qui est des occurrences d'hydrocarbures conventionnels (qui sont le fondement des zones présentées ci-dessus), la découverte d'hydrocarbures dans un bassin a toujours été caractérisée par la découverte des principaux gisements pendant les premiers travaux d'exploration. D'autres facteurs peuvent influer sur le potentiel des bassins, notamment les zones non évaluées ou les gisements non conventionnels. Bien que ce soit possible, il est peu probable que les premières dépassent le degré de probabilité faible, mais les deuxièmes pourraient le faire.

La zone de surpression peut renfermer des ressources non conventionnelles. Le potentiel estimé de la zone 7 est fondé sur les pièges structuraux classiques contenant du gaz en surpression et est par conséquent limité par des structures cartographiables. Il se peut toutefois que dans une zone de surpression, du gaz soit contenu dans un piège stratigraphique régional constitué d'une série de failles de croissance obturées et de roches-couvertures composées de shale. Ces pièges peuvent contenir beaucoup plus de gaz que la quantité estimée à l'égard de la zone 7.

On connaît mal l'origine de la surpression qui pourrait être due, au moins en partie, à la formation de grandes quantités de gaz dans un système fermé. Les données concernant la géochimie et la maturation indiquent que la formation de gaz culmine dans la zone de surpression : les pressions intraformationnelles mesurées à Venture indiquent que le système est effectivement obturé. On pourrait même dire que les gisements partiellement remplis découverts dans les zones 1 à 6 de pression normale ont été formés par les hydrocarbures s'échappant de la zone en surpression. Cette possibilité est actuellement à l'étude.

TABLEAU V

GISEMENTS DE GAZ DE LA PLATE-FORME NÉO-ÉCOSSAISE

Probabilité moyenne = 512,6 x $10^9 m^3$
Nombre total de gisements = 105

	Dimension des gisements ($10^9 m^3$)				
Zone d'exploration	**30**	**6-30**	**3-6**	**3**	**Nbre total de gisements**
EC 1-1	-	-	1	7	8
EC 1-2	1	4	3	12	20
EC 1-3	-	1	2	15	18
EC 1-4	-	-	1	14	15
EC 1-5	-	-	1	9	10
EC 1-6	-	3	1	-	4
EC 1-7	2	9	6	13	30
Total	3	17	15	70	105
Volume total des gisements à un degré moyen de probabilité ($10^9 m^3$)	143,1	192,8	61,1	115,4	512,4
Ressources découvertes ($10^9 m^3$)	51,0	39,3	23,3	3,3	116,9
Pourcentage de découverte	36	20	38	3	23

SOMMAIRE

Depuis le début de l'exploration du gaz et du pétrole dans la plate-forme Néo-Écossaise en 1959 jusqu'à la fin de 1983, 62 puits de reconnaissance ont été forés. Ils ont permis de faire treize découvertes importantes et de relever de nombreux indices de gaz et de pétrole. Ce taux de découverte est excellent. La région a connu deux grands cycles d'exploration. Les premières découvertes à l'Île de Sable ont été suivies de résultats décevants qui ont rebuté une bonne partie des exploitants. Les possibilités qu'a fait entrevoir la découverte de Venture ont amené la période actuelle d'exploration intensive des roches-réservoirs en surpression. L'activité cyclique qui accompagne la compréhension et l'application des nouveaux concepts de zones d'exploration se poursuivra probablement sur la plate-forme Néo-Écossaise pendant au moins deux cycles.

Les travaux de forage et d'exploration sismique ont servi à constituer un répertoire considérable de données permettant d'élaborer des concepts relatifs à la géologie régionale et l'analyse des bassins. L'étude des modèles sédimentaires et l'analyse des types structuraux ont permis d'identifier et d'évaluer les ressources probables en gaz et en pétrole de sept zones d'exploration. À l'exception des pièges stratigraphiques, toutes les zones ont été mises à l'essai, mais aucune ne semble avoir été explorée adéquatement.

Les résultats de l'évaluation des ressources en gaz et en pétrole indiquent que la plate-forme Néo-Écossaise est favorable à la présence de gaz et peut-être aussi de petites quantités de pétrole. À un degré moyen de probabilité, les zones de surpression à grande profondeur, contenant presque 75 % du potentiel gazifère, sont les plus prometteuses. Les structures liées au socle et les bancs de roches carbonatées contiennent environ 60 % du potentiel pétrolier de la région.

L'estimation des réserves et du potentiel à 512×10^9 m^3, comprenant un potentiel de $58{,}2 \times 10^6$ m^3 de condensat et de $112{,}5 \times 10^6$ m^3 de pétrole, ne représente qu'une partie faible à moyenne des ressources du bassin. Nos analyses indiquent que le gaz est probablement très dispersé et se trouvera dans de nombreux gisements, dont la plupart contiendront moins de 30×10^9 m^3 (1 billion de pieds cubes (10^{12} pi^3). On estime actuellement qu'un gisement doit contenir environ 55 à 85×10^9 m^3 (2 à 3 billions de pieds cubes) pour être exploitable individuellement. Il faudrait que les gisements plus petits soient groupés ou superposés afin de partager les frais de production et les réseaux de pipeline. Par conséquent, la viabilité économique, qui dépend de divers facteurs (distance des côtes, caractéristiques des roches-réservoirs, profondeur de l'eau) peut rendre plusieurs gisements inexploitables à court terme. Par contre, si on atteint un niveau de spéculation plus élevé, on pourra exploiter davantage de gisements plus grands et améliorer ainsi la situation économique de la région.

BIBLIOGRAPHIE

Barss, M.S., Bujak, J.P., and Williams, G.L.
1979: Palynological zonation and correlation of sixty-seven wells, eastern Canada. Geological Survey of Canada, Paper 78-24, 118 p.

Barss, M.S., Bujak, J.P., Wade, J.A., and Williams, G.L.
1980: Age, stratigraphy, organic matter type and colour, and hydrocarbon occurrences in 47 wells, offshore eastern Canada. Geological Survey of Canada, Open File Report 714, 6 p.

Eliuk, L.S.
1978: The Abenaki Formation, Nova Scotia Shelf, Canada - a depositional and diagenetic model for a Mesozoic carbonate platform. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 26, p. 424-514.

Given, M.M.
1977: Mesozoic and early Cenozoic geology of offshore Nova Scotia. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 25, p. 63-91.

Grant, A.C., McAlpine, K.D., and Wade, J.A.
1986: The Continental Margin of Eastern Canada - Geological Framework and Petroleum Potential. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 40, p. 172-205.

Hardy, I.A. and Jackson, A.E.
1980: A compilation of geochemical data; east coast exploratory wells. Geological Survey of Canada, Open File Report 694, 102 p.

Hayatsu, A.
1979: K-Ar isochron age of the North Mountain Basalt, Nova Scotia. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 16, p. 973-975.

Jansa, L.F. and Wade, J.A.
1975a: Geology of the continental margin off Nova Scotia and Newfoundland. Geological Survey of Canada, Paper 74-30, v. 2, p. 51-105.

1975b: Paleogeography and sedimentation in the Mesozoic and Cenozoic, southeastern Canada. *In* Canada's Continental Margins and Offshore Petroleum Exploration, C.J. Yorath, E.R. Parker, and D.J. Glass (eds.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 4, p. 79-102.

Lee, P.J. and Wang, P.C.C.
1983: Probabilistic formulation of a method for the evaluation of petroleum resources. Mathematical Geology, v. 15, p. 163-181.

1986: Evaluation of petroleum resources from pool size distribution. *In* Oil and Gas Assessment - Methods and Applications, D.D. Rice (ed.); American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology, no. 21, p. 33-42.

McIver, N.L.
1972: Cenozoic-Mesozoic stratigraphy of the Nova Scotia Shelf. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 9, p. 54-70.

Nantais, P.T.
1983: A re-appraisal of the regional hydrocarbon potential of the Scotian Shelf. Geological Survey of Canada, Open File Report 1175, 83 p.

Powell, T.G.
1982: Petroleum geochemistry of the Verrill Canyon Formation; a source for Scotian Shelf hydrocarbons. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 30, p. 167-179.

Powell, T.G. and Snowdon, L.R.
1983: A composite hydrocarbon generation model. Erdöl und Kohle, Erdgas, Petrochemie, v. 36, p. 163-170.

Procter, R.M., Taylor, G.C., and Wade, J.A.
1984: Ressources en pétrole et gas naturel du Canada - 1983. Commission géologique du Canada, Etude 83-31, 59 p.

Purcell, L.P., Rashid, M.A., and Hardy, I.A.
1978: Geochemical characteristics of sedimentary rocks in Scotian Basin. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 63, p. 87-105.

Purcell, L.P., Umpleby, D.C., and Wade, J.A.
1980: Regional geology and hydrocarbon occurrences off the east coast of Canada. *In* Facts and Principals of World Petroleum Occurrences, A.D. Miall (ed.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 6, p. 551-566.

Rice, D.D. (editor)
1986: Oil and Gas Assessment - Methods and Applications. American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology, no. 21, 267 p.

Sherwin, D.F.
1973: Scotian Shelf and Grand Banks. *In* The Future Petroleum Provinces of Canada, R.G. McCrossan (ed.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 519-559.

Wade, J.A.
1981: Geology of the Canadian Atlantic margin from Georges Banks to Grand Banks. *In* Geology of the North Atlantic Borderlands, J.W. Kerr and A.J. Ferguson (eds.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 7, p. 447-460.

Waples, D.W.
1980: Time and temperature in petroleum formation: application of Lopatin's method to petroleum exploration. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 64, no. 6 (June 1980), p. 916-926.